



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
**ФГБОУ ВПО «Мордовский государственный университет имени Н. П. Огарева»**

430000 г. Саранск, ул. Большевистская, 68 тел.: 24-48-88

**СОГЛАСОВАНО**

Глава администрации  
городского поселения Чамзинка

\_\_\_\_\_ А.В. Пыресева  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2014 г.

**УТВЕРЖДАЮ**

Проректор по научной работе

\_\_\_\_\_ П.В. Сенин  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2014 г.

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г.П.ЧАМЗИНКА  
ДО 2028 ГОДА**

Руководитель

УНЦ «Мордовский центр энергосбережения» \_\_\_\_\_ А.П. Левцев

Саранск, 2014

## Содержание

1.1 Функциональная структура организации теплоснабжения .....	6
1.1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих организаций .....	6
1.1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями .	10
1.1.3 Описание зон действия прочих источников тепловой энергии .....	10
1.1.4 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения.....	10
1.2 Источники тепловой энергии .....	10
1.2.1 Общие положения.....	10
1.2.2 Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования) .....	12
1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности .....	14
1.2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто; .....	14
1.2.5 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса .....	27
1.2.6 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя .....	27
1.2.7 Среднегодовая загрузка оборудования .....	28
1.2.8 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети .....	28
1.2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии .....	29
1.2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии .....	29
1.3 Тепловые сети .....	29
1.3.1 Общие положения.....	29
1.3.2 Общая характеристика тепловых сетей г.п. Чамзинка.....	30
1.3.3 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики .....	30
1.3.4 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя .....	39
1.4 Зоны действия источников тепловой энергии .....	44
1.4.1 Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, включая перечень котельных, находящихся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения.....	44
1.4.1.1 Зона котельной №1 ООО «ТЭС».....	44
1.4.1.2 Зона действия котельной №2 ООО «ТЭС» .....	45
1.4.1.3 Зона действия котельной по ул. Большая 2а .....	45
1.4.1.4 Зона действия котельной по ул. Большая 12.....	45
1.4.1.5 Зона действия котельной по ул. Мира 3 .....	46
1.4.1.6 Зона действия котельной по ул. Мира 7 .....	46
1.4.1.7 Зоны действия крышных котельных.....	46
1.4.1.8 Зоны действия источников прочих муниципальных и ведомственных котельных .....	47
1.4.1.9 Зоны действия источников индивидуального теплоснабжения.....	47
1.4.2 Определение эффективного радиуса теплоснабжения .....	47
1.4.3.1 Наличие мощностей установленной, подключенной зарезервированной .....	48
1.4.3.2 Схемы выдачи тепловой мощности котельных .....	48
1.4.3.3 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств .....	50
1.4.3.4 Проектный и установленный топливный режим .....	50
1.5 Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии .....	51
1.5.1 Тепловые нагрузки в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.....	51
1.5.2 Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии .....	51

1.5.3 Значения расчетной тепловой нагрузки при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.....	66
1.5.4 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	71
1.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	72
1.6.1 Динамика баланса тепловой нагрузки за 2010-2013 г.....	72
1.6.2 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по котельным.....	74
1.6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии .....	74
1.7 Балансы теплоносителя .....	75
1.7.1 Котельная №1 ООО «ТЭС».....	75
1.7.2 Котельная №2 ООО «ТЭС».....	75
1.7.3 Котельная по ул. Большая, 2а ООО «ТЭС».....	75
1.7.4 Котельная по ул. Большая, 12 ООО «ТЭС» .....	75
1.7.5 Котельная по ул. Мира, 3 ООО «ТЭС».....	75
1.7.6 Котельная по ул. Мира, 7 ООО «ТЭС».....	75
1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....	75
1.8.1 Топливный баланс котельной №1 ООО «ТЭС».....	75
1.8.2 Топливный баланс котельной №2 ООО «ТЭС».....	76
1.8.3 Топливный баланс котельной по ул. Большая, 2а ООО «ТЭС».....	77
1.8.4 Топливный баланс котельной по ул. Большая, 12 ООО «ТЭС» .....	78
1.8.5 Топливный баланс котельной по ул. Мира, 3 ООО «ТЭС».....	79
1.8.6 Топливный баланс котельной по ул. Мира, 7 ООО «ТЭС».....	80
1.8.7 Топливный баланс котельных г.п.Чамзинка .....	81
1.9 Техничко-экономические показатели теплосетевых организаций г.п. Чамзинка.....	82
1.9.1 Утвержденные удельные расходы топлива по котельным ООО «ТЭС».....	82
1.9.2 Отпуск тепловой энергии по котельной ООО «ТЭС».....	83
1.9.3 Затраты тепла на собственные нужды а также удельный расход топлива по месяцам по котельным ООО «ТЭС» .....	84
1.10 Тарифы в системе теплоснабжения .....	86
1.10.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию .....	86
2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	87
2.1 Общие положения.....	87
2.2 Прогноз перспективной застройки.....	87
3 Электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка.....	88
3.1 Общее назначение электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка.....	88
3.2 Расчетные модули ГИС «ZULU» .....	88
3.2.1 Общие положения.....	88
3.2.2 ГИС «Zulu» .....	88
3.2.3 Программно-расчетный комплекс «ZuluThermo» .....	89
3.2.3.1 Построение расчетной модели тепловой сети .....	89
3.2.3.2 Наладочный расчет тепловой сети.....	89
3.2.3.3 Поверочный расчет тепловой сети.....	90
3.2.3.4 Конструкторский расчет тепловой сети .....	90
3.2.3.5 Расчет требуемой температуры на источнике .....	90
3.2.3.6 Коммутационные задачи .....	91
3.2.3.7 Пьезометрический график .....	91
3.2.3.8 Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию .....	91
3.3 База данных электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка .....	91
3.4 Этапы создания электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка .....	92
3.4.1 Информационно-графическое описание объектов системы теплоснабжения положения.....	92
3.4.2 Описание топологической связности объектов системы теплоснабжения.....	93

3.4.3 Отладка и калибровка электронной модели.....	93
3.4.4 Электронная модель перспективной системы теплоснабжения города.....	93
4 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности .....	103
4.1 Общие положения.....	103
4.2 Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2027 г. с выделением этапов в 2014-2018г.г., 2018-2023г.г., 2024-2028г.г., при развитии систем теплоснабжения. ....	103
4.2.1 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2018 г. ....	103
4.2.2 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2019-2023 г.г. ....	104
4.2.3 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2028 г. ....	105
4.2.4 Выводы о резервах (дефицитах) тепловой мощности существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки .....	105
5 Перспективные балансы водоподготовительных установок.....	106
5.1 Общие положения.....	106
5.2 Перспективные объемы теплоносителя.....	106
5.3 Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети .....	108
5.4 Аварийные режимы подпитки тепловой сети.....	108
6 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии .....	108
6.1 Общие положения.....	108
6.2 Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии .....	109
6.2.1 Техническое перевооружение источников теплоснабжения в период с 2014 до 2018 г.г....	109
6.2.2 Развитие источников теплоснабжения в период с 2019 до 2023 г.г. ....	113
6.2.3 Развитие источников теплоснабжения с 2024 до 2028 г.г. ....	113
7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому тепловых сетей и сооружений на них .....	113
7.1 Общие положения.....	113
7.2 Структура предложений и проектов по теплоснабжению объектов перспективной застройки .....	113
7.2.1 Структура предложений.....	113
7.2.2 Предложение по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей для обеспечения перспективной нагрузки .....	114
7.2.3 Оценка необходимых финансовых потребностей для реализации проекта .....	114
8 Топливные балансы .....	140
8.1 Общие положения.....	140
8.2 Перспективные топливные балансы источников теплоснабжения по котельным ООО «ТЭС» .....	140
9.1 Общие положения.....	144
9.2.2 Методика расчета надежности теплоснабжения .....	147
9.2.2.1 Расчет надежности теплоснабжения не резервируемых участков тепловой сети.....	147
9.2.2.2 Расчет надежности теплоснабжения для резервированных участков тепловой сети.....	150
9.2.2.3 Оценка недоотпуска тепла потребителям .....	151
9.2.3 Результаты расчетов .....	152
9.3 Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей в зоне действия энергоисточников г.п.Чамзинка на отопительный период 2013 года .....	152
9.3.1 Вероятности безотказной работы не резервируемых магистральных теплопроводов тепловой сети .....	152
9.3.1.1 Общие положения.....	152
9.4 Выводы и предложения по тепловым сетям .....	152
10 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	152

10.1 Общие положения .....	152
10.2 Нормативно-методическая база для проведения расчетов .....	153
10.3 Макроэкономические параметры .....	153
10.3.1 Сроки реализации .....	153
10.3.2 Основные подходы к расчету экономической эффективности .....	153
10.3.2.1 Потребность в инвестициях и источники финансирования .....	154
10.3.2.2 Программа производства и реализации.....	154
10.3.2.3 Производственные издержки по теплоисточникам.....	154
10.3.2.4 Производственные издержки по тепловым сетям .....	155
10.3.2.5 Результаты расчётов экономической эффективности сценариев развития системы теплоснабжения .....	155
10.4 Объемы финансирования проектов, предложенных для включения в инвестиционную программу .....	155
10.4.1 Инвестиции в техническое перевооружение котельных г.п Чамзинка .....	155
10.4.2 Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них .....	156
11 Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации .....	157
11.1 Общие положения.....	157
11.2 Определение существующих изолированных зон действия теплоисточников в системе теплоснабжения г.п. Чамзинка .....	158
11.3 Выводы.....	158
12 Воздействие на окружающую среду .....	159
12.1 Анализ воздействия энергоисточников на воздушный бассейн (существующее положение) .....	159
12.1.1 Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере.....	159
12.1.2 Качество атмосферного воздуха Чамзинского района .....	159
12.1.3 Краткая характеристика районов размещения основных источников теплоснабжения ....	160

## **1.1 Функциональная структура организации теплоснабжения**

### **1.1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих организаций**

На территории г.п.Чамзинка Чамзинского муниципального района в сфере теплоснабжения осуществляет производство и передачу тепловую энергию, обеспечивая теплоснабжение жилых и административных зданий поселка одна организация ООО «ТЭС».

На балансе данной организации находятся следующие котельные: котельные №1, №2, котельная по ул. Большая, 2 и ул. Большая, 12, котельная по ул. Мира, 3 и ул.Мира, 7.

Котельная №1 находящаяся на балансе ООО «ТЭС» введена в эксплуатацию в 2011 году. В котельной №1 установлены десять котлов марки КВа-0,75 теплопроизводительностью 0,75 Гкал/ч каждый, работающие в водогрейном режиме, и два котла марки КВа-0,25 теплопроизводительностью 0,25 Гкал/ч. В состав котельной входит: ГРП, дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 8,0 Гкал/ч.

По состоянию на четвертый квартал 2013 года котельная №1 г.п. Чамзинка обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения расположенных на ул. Терешковой дома (№1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 и 7а, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 и 17а, 18, 19, 20 и 20а, 21, 22, 23 и 23а, 24 и 24а) а также дома по ул. Республиканская, 24 и 13а, по ул. Победы дома (№1 и 1а, 3, 12, 15, 19), по ул. Ленина дома (№18, 12, 10, 20) и дома по ул. Почтовая, дома №2 и №3, а также по ул. Горячкина дома (№6, 7и7а, 8, 10, 12, 14, 6, 3 и 2). Для покрытия тепловых нагрузок котельная №1 работает по температурному графику 95-70 °С. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной №1 равна 6,5597 Гкал/час из которых 6,1718 Гкал/ч составляет нагрузка отопления и 0,3879 Гкал/ч нагрузка ГВС.

Тепловые сети от котельной №1 выполнены в двухтрубном исполнении. Система отопления зданий подсоединена к тепловым сетям по зависимой схеме. Тепловые сети выполнены из стальных труб с тепловой изоляцией из минваты, проложены в надземном исполнении, частично имеется прокладка трубопроводов подземном исполнении. Циркуляция и подпитка теплоносителя осуществляется насосами следующих марок (DAB NKV-10/9, DAB K18/500 T, DAB BPH 60/280.50T, DAB KP 60/12M, DAB CM150-1959, DAB CM125-1075). Общая протяженность тепловых сетей в однострубно исчислении от котельной №1 г.п. Чамзинка составляет 11652 м, из которых 3772 м подземка, 7880 м надземная. Компенсация тепловых удлинений осуществляется самокомпенсацией за счёт углов поворота трассы и П-образными компенсаторами.

Котельная №2 находящаяся на балансе ООО «ТЭС» введена в эксплуатацию в 2011 году. В котельной №2 установлены пять котлов марки КВа-0,75 теплопроизводительностью 0,75 Гкал/ч каждый, работающие в водогрейном режиме. В состав котельной входит: ГРП, дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 3,75 Гкал/ч. По состоянию на четвертый квартал 2013 года котельная №2 г.п.Чамзинка обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения расположенным на ул. Дальняя дома (№4а, 13), ул. Зеленая дома №8А, а также дома и административные здания расположенные в 6 микрорайоне), а именно (№4, 5, 5а, 10, 17, 18, 19, 21, 22). Для покрытия внешних тепловых нагрузок котельная №2 работает по температурному графику 95-70°С. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной №2 равна 1,8861 Гкал/ч из которых 1,5872 Гкал/ч составляет нагрузка отопления и 0,2989Гкал/ч нагрузка ГВС.

Тепловые сети от котельной №2 выполнены в двухтрубном исполнении. Система отопления зданий подсоединена к тепловым сетям по зависимой схеме. Тепловые сети выполнены из стальных труб с тепловой изоляцией из минваты, проложены в надземном исполнении, частично имеется прокладка трубопроводов подземном исполнении. Циркуляция и подпитка теплоносителя осуществляется насосами следующих марок (DAB NKV-10/9, DAB K28/500 T, DAB BPH 60/340.65T, DAB KP 60/12M, DAB CM100-865T, DAB CM125-1075T). Общая протяженность тепловых сетей в однострубно исчислении от котельной №2 г.п.Чамзинка составляет 7261 м, из которых 6263 м подземка, 998 м надземная. Компенсация тепловых удлинений осуществляется самокомпенсацией за счёт углов поворота трассы и П-образными компенсаторами.

Котельная по ул. Большая 2а находящаяся на балансе ООО «ТЭС» введена в эксплуатацию в 2007 году. В котельной установлены два котла марки КСМ-12М теплопроизводительностью 0,085 Гкал/ч каждый, работающие на нагрузку отопления жилого дома расположенного по ул. Большая, 2а. В состав котельной входит: ШРП, дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 0,17 Гкал/ч. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной по ул. Большая, 2а равна 0,0659 Гкал/час из которых вся нагрузка является нагрузка отопление жилого дома расположенного по ул. Большая, 2а.

Котельная по ул. Большая,12 находящаяся на балансе ООО «ТЭС» введена в эксплуатацию в 2007 году. В котельной Большая,12 установлены два котла марки КЧМ-2М-5 теплопроизводительностью 0,085 Гкал/ч каждый, работающие в водогрейном режиме. В состав котельной входит: ГРП, дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 0,17 Гкал/ч. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной по Большая, 12 равна 0,0281 Гкал/час из которых вся нагрузка является нагрузка отопление жилого дома расположенного по ул. Большая, 12.

Котельная по ул. Мира, 3 находящаяся на балансе ООО «ТЭС» введена в эксплуатацию в 2007 году. В котельной по ул. Мира,3 установлены два котла марки Хопер -50 и КЧМ-2М-5 теплопроизводительностью 0,0434 Гкал/ч и 0,085Гкал/ч соответственно. Все оборудование работает в водогрейном режиме. В состав котельной входит: ШРП, дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 0,1284 Гкал/ч. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной по ул. Мира, 3 равна 0,0313 Гкал/час из которых вся нагрузка является нагрузка отопление жилого дома расположенного по ул. Мира,3.

Котельная по ул. Мира, 7 находящаяся на балансе ООО «ТЭС» введена в эксплуатацию в 2007 году. В котельной по ул. Мира,7 установлены два котла марки Хопер -50 теплопроизводительностью 0,0434 Гкал/ч. Все оборудование работает в водогрейном режиме. В состав котельной входит: ГРП, дымовая труба с надземными газопроводами, инженерные сети и коммуникации. Производительность котельной 0,1284 Гкал/ч. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей котельной по ул. Мира, 7 равна 0,0483 Гкал/час из которых вся нагрузка является нагрузка отопление жилого дома расположенного по ул. Мира,7. Зоны действия теплоснабжающей организации представлены по основным крупным котельным на рис.1.1 и рис.1.2.



Рисунок 1.1-Зоны действия котельной №1

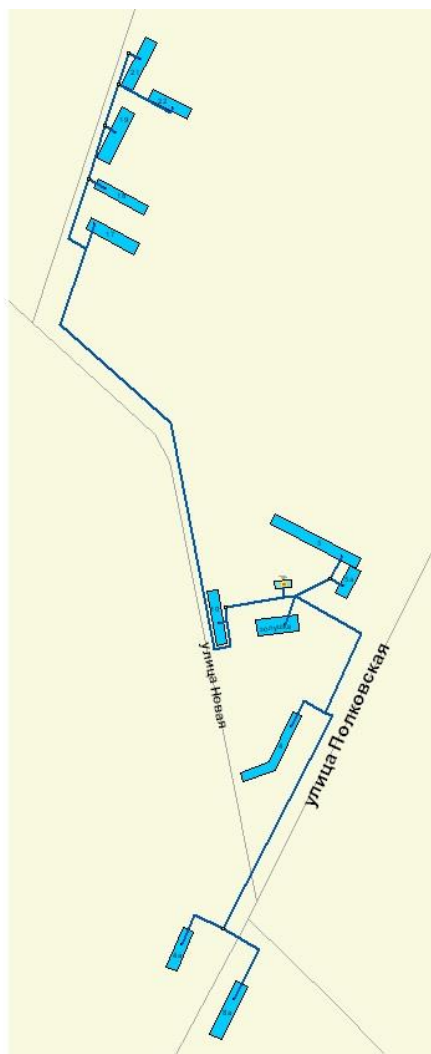


Рисунок 1.2 - Зона действия котельной №2



В качестве сетки расчетных элементов территориального деления, используемых в качестве территориальной единицы представления информации, принята сетка кадастрового деления территории г.п.Чамзинка. При проведении кадастрового зонирования территории г.п.Чамзинка выделяются структурно-территориальные единицы - кадастровые зоны и кадастровые кварталы. Кадастровые зоны выделяются, как правило, в границах административных районов и включенных в городскую черту дополнительных территорий. Кадастровые кварталы выделяются в границах кварталов существующей поселковой застройки, красных линий, а также территорий, ограниченных дорогами, просеками, реками и другими естественными границами.

Кадастровый номер квартала представляет собой уникальный идентификатор, присваиваемый объекту учета и который сохраняется за объектом учета до тех пор, пока он существует как единый объект. При проведении кадастрового зонирования территории города выделяются структурно-территориальные единицы - кадастровые зоны и кадастровые кварталы.

Номер кадастрового квартала имеет иерархическую структуру и состоит из четырех частей – А: Б: В: В1.

где, А – номер Республики Мордовия в Российской Федерации (13); Б – номер Чамзинского района (22); В – номер кадастровой зоны (административного района); В1 – номер кадастрового квартала.

Кадастровые зоны и кварталы покрывают территорию города без разрывов и перекрытий. Сетка кадастрового деления города загружена отдельным слоем в Электронную модель системы теплоснабжения г.п.Чамзинка

Укрупненный фрагмент сетки кадастрового деления территории Чамзинского района представлен на рисунке 1.1.

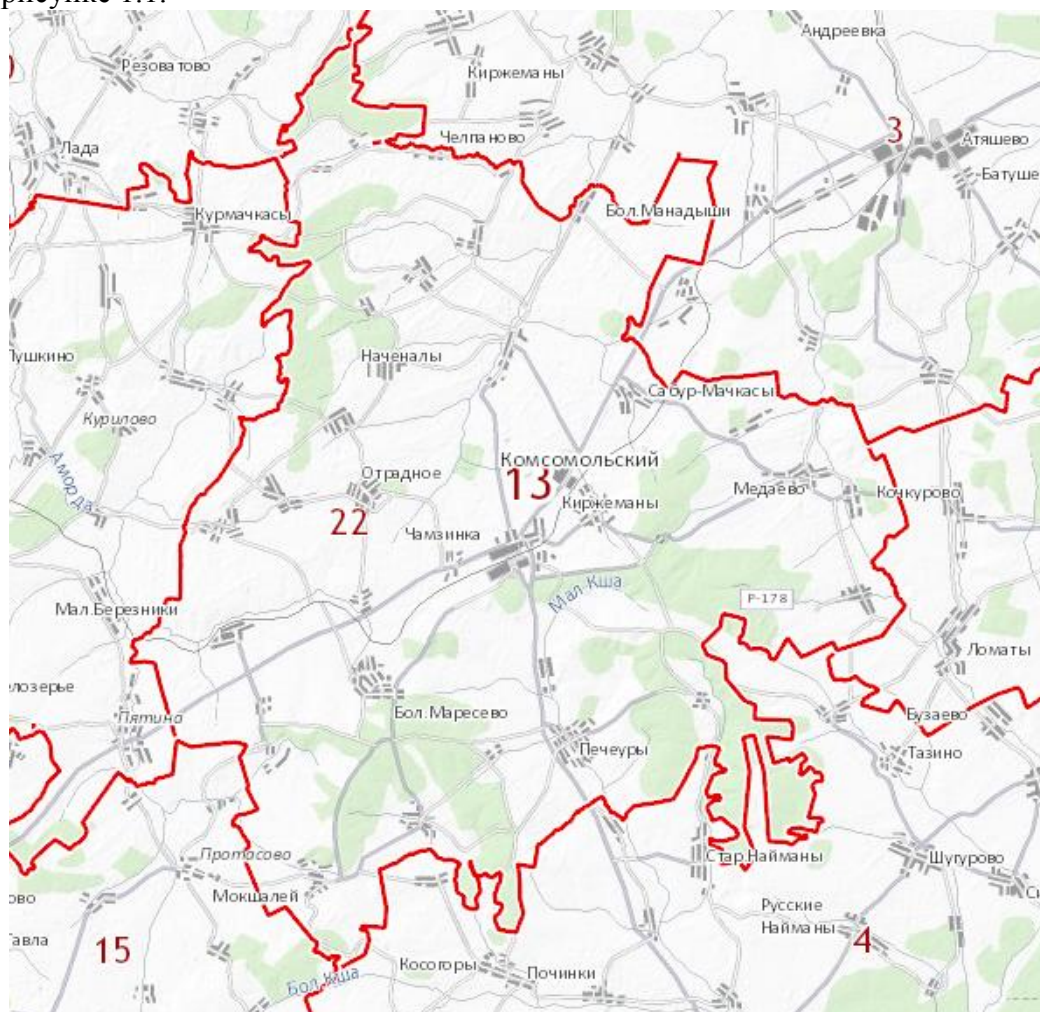


Рисунок 1.3 - Сетка кадастрового деления территории Чамзинского административного района

### **1.1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями**

По состоянию на 12.11.2013 г. в системах централизованного теплоснабжения - производство и транспортировку тепловой энергии осуществляет одна теплоснабжающая организация ООО «Теплоэнергосервис», которая заключают договор на продажу произведенной тепловой энергии на котельных населению. Оплата за потребленную тепловую энергию от потребителей поступает на счет ООО «ТЭС».

Отпуск тепловой энергии в горячей воде от теплоисточника для передачи ее потребителям по магистральным и внутриквартальным тепловым сетям ООО «ТЭС» определяется на границах ответственности по их приборам учета. За время разработки схемы теплоснабжения в системе договорных отношений рассмотренных выше организаций изменений не произошло.

### **1.1.3 Описание зон действия прочих источников тепловой энергии**

Сведения по зонам действия прочих источников тепловой энергии отсутствуют. Так как сторонние предприятия расположенные на территории г.п.Чамзинка не предоставили сведения.

### **1.1.4 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения**

Зоны действия индивидуального теплоснабжения расположены в основном на окраинах г.п. Чамзинка в частном секторе, где преобладает 1 этажная застройка.

Теплообеспечение всей малоэтажной индивидуальной застройки предполагается децентрализованное (индивидуальное), в виду экономически не выгодного присоединения их центральному теплоснабжению. Основным топливом индивидуальной застройки является природный газ.

## **1.2 Источники тепловой энергии**

### **1.2.1 Общие положения**

Теплоснабжение г.п. Чамзинка осуществляется от следующих котельных: (котельная №1, №2, котельные расположенные по ул. Большая, 2а, и Большая, 12, а также котельных по ул. Мира, 3 и ул. Мира, 7 - ООО «ТЭС»).

Все котельные работают на природном газе. Суммарная тепловая мощность котельной 12,31 Гкал/ч вполне достаточна для теплоснабжения всего посёлка.

Общая установленная тепловая мощность источников г.п.Чамзинка, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки на конец 2013 года составила 8,6194 Гкал/ч. Вся нагрузка покрывается одной теплоснабжающей организацией - ООО «ТЭС».

Что касается отдельных групп источников теплоснабжения (котельных) в общую тепловую мощность г.п.Чамзинка, представленных на рисунке 1.3, составляют: котельная №1 – 65,01%; котельная №2 – 30,47%, котельная по ул. Большая, 2а – 1,38%; котельная по ул. Большая, 12 – 1,38%, котельная по ул. Мира, 3 – 1,04%, котельная по ул. Мира, 7 – 0,71%.

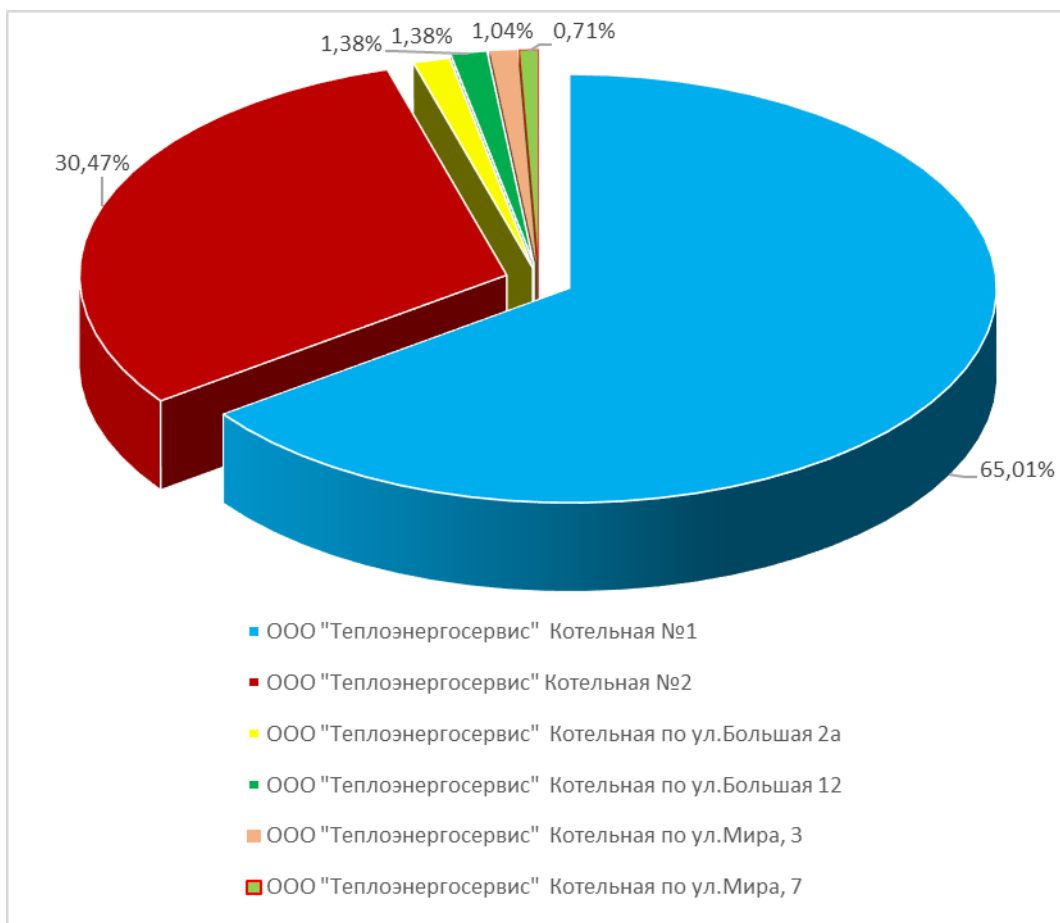


Рисунок 1.4 – Вклады в общую тепловую мощность источников теплоснабжения г.п. Чамзинка  
Перечень котельных представлен соответствующему делению:

- по мощности котельных:
- крупные котельные (выше 10 Гкал/ч);
- средние котельные (от 5 до 10 Гкал/ч);
- малые котельные (от 1 до 5 Гкал/ч);
- индивидуальные котельные (менее 1 Гкал/ч).

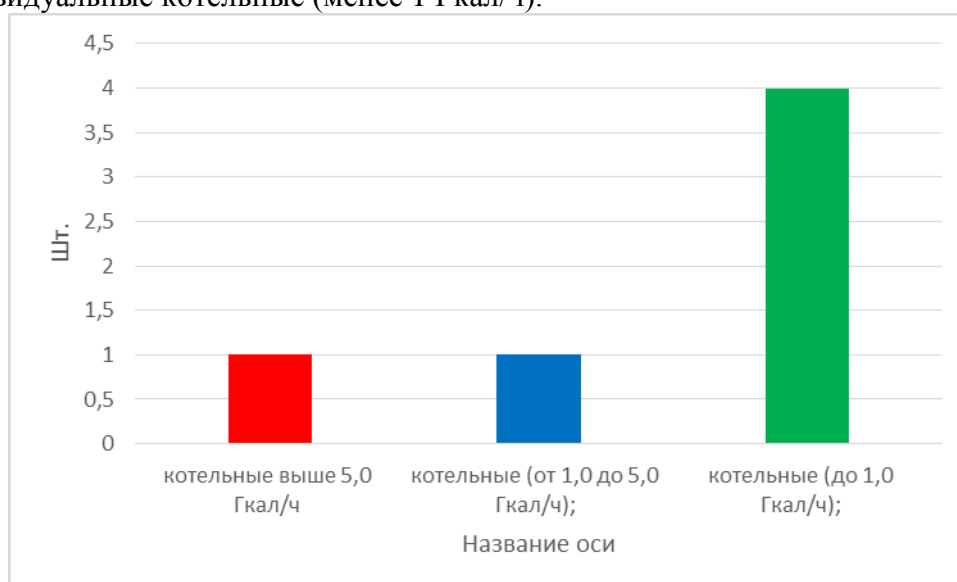


Рисунок 1.5- Количество котельных по группам мощности

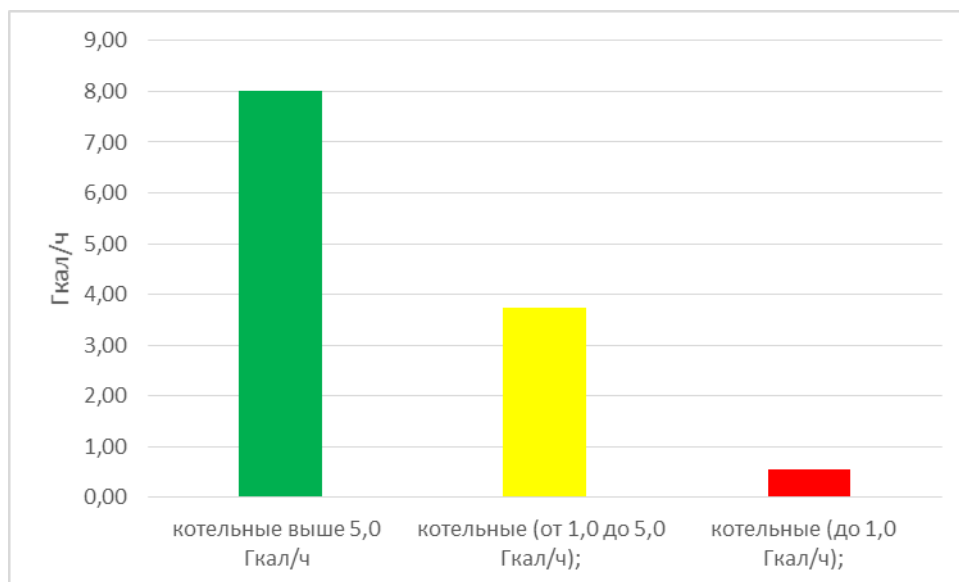


Рисунок 1.6 - Суммарная установленная мощность котлов в группе котельных

По ведомственной принадлежности котельных:

- **ведомственные котельные**, входящие в систему централизованного теплоснабжения СЦТ (сети обслуживаются ООО «Теплоэнергосервис»);
- **прочие ведомственные котельные**, не относящиеся к системе централизованного теплоснабжения СЦТ.

### 1.2.2 Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования)

Основное и вспомогательное оборудование котельных теплоснабжающей компании ООО «ТЭС» расположенные в г.п.Чамзинка представлены в табл.1.1-1.12

Таблица 1.1-Характеристики котлоагрегатов котельной №1 г.п.Чамзинка

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД по режимной карте
1	КВа-0,75	0,75	2011	95-70	91,0%
2	КВа-0,75	0,75	2011	95-70	91,0%
4	КВа-0,75	0,75	2011	95-70	91,0%
3	КВа-0,75	0,75	2011	95-70	91,0%
5	КВа-0,75	0,75	2011	95-70	91,0%
6	КВа-0,75	0,75	2011	95-70	91,0%
7	КВа-0,75	0,75	2011	95-70	91,0%
8	КВа-0,75	0,75	2011	95-70	91,0%
9	КВа-0,75	0,75	2011	95-70	91,0%
10	КВа-0,75	0,75	2011	95-70	91,0%
11	КВа-0,25	0,25	2011	95-70	91,0%
12	КВа-0,25	0,25	2011	95-70	91,0%

Таблица 1.2-Характеристика насосов котельной №1 г.п. Чамзинка

Тип насоса	Кол-во, шт.	Производительность, V, м³/ч	Напор, H, м	Мощность, кВт
DAB NKV-10/9	2	от 4 до 29	до 249	3,0
DAB K18/500 T	2	39,0	30,0	3,0
DAB ВРН 60/280.50Т	2	25,0	7,8	0,464
DAB КР 60/12М	2	2,1	90,0	0,750
DAB CM150-1959	2	360	19,5	15,0
DAB CM125-1075	2	179	10,9	4,0

Таблица 1.3-Характеристики котлоагрегатов котельной №2 г.п. Чамзинка

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД по режимной карте
1	КВа-0,75	0,75	2011	95-70	91,0%
2	КВа-0,75	0,75	2011	95-70	91,0%
4	КВа-0,75	0,75	2011	95-70	91,0%
3	КВа-0,75	0,75	2011	95-70	91,0%
5	КВа-0,75	0,75	2011	95-70	91,0%

Таблица 1.4-Характеристика насосов котельной №2 г.п. Чамзинка

Тип насоса	Кол-во, шт.	Производительность, V, м³/ч	Напор, H, м	Мощность, кВт
DAB NKV-10/9	2	от 4 до 29	до 249	3,0
DAB K28/500 T	2	39,0	35,0	4,0
DAB ВРН 60/340.65Т	2	35,0	7,5	0,582
DAB КР 60/12М	2	2,1	90,0	0,750
DAB CM100-865Т	2	125	8,4	2,2
DAB CM125-1075Т	2	179	10,9	4,0

Таблица 1.5-Характеристики котлоагрегатов котельной по ул. Большая, 2а г.п. Чамзинка

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД Брутто
1	КСМ-12М	0,085	2007	95-70	87%
2	КСМ-12М	0,085	2007	95-70	87%

Таблица 1.6-Характеристика насосов котельной по ул. Большая, 2а г.п. Чамзинка

Тип насоса	Подача, V, м³/ч	Напор, H, м	Мощность, кВт
Циркуляционные			
DAB BM 30/360 80Т 2шт.	38	3	0,48
DAB BM 30/360 80Т 2шт.	38	3	0,48

Таблица 1.7- Характеристики котлоагрегатов котельной по ул. Большая, 12 г.п.Чамзинка

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД Брутто
1	КСМ-2М-5	0,085	2007	95-70	87%
2	КСМ-2М-5	0,085	2007	95-70	87%

Таблица 1.8-Характеристика насосов котельной по ул. Большая, 12 г.п. Чамзинка

Тип насоса	Подача, V, м³/ч	Напор, H, м	Мощность, кВт
Циркуляционные			
DAB BM 30/360 80Т 2шт.	38	3	0,48
DAB BM 30/360 80Т 2шт.	38	3	0,48

Таблица 1.9-Характеристики котлоагрегатов котельной по ул. Мира, 3 г.п.Чамзинка

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД Брутто
1	Хопер-50	0,0434	2007	95-70	87%
2	КСМ-2М-5	0,085	2007	95-70	87%

Таблица 1.10-Характеристика насосов котельной по ул. Мира, 3 г.п.Чамзинка

Тип насоса	Подача, $V, \text{м}^3/\text{ч}$	Напор, $H, \text{м}$	Мощность, кВт
Циркуляционные			
DAV BM 30/360 80T 2шт.	38	3	0,48
DAV BM 30/360 80T 2шт.	38	3	0,48

Таблица 1.11-Характеристики котлоагрегатов котельной по ул. Мира, 7 г.п.Чамзинка

№, котла	Тип	Установленная мощность котла Гкал/час	Год ввода	Температурный график	КПД брутто
1	Хопер-50	0,0434	2007	95-70	87%
2	Хопер-50	0,0434	2007	95-70	87%

Таблица 1.12- Характеристика насосов котельной по ул. Мира, 7 г.п. Чамзинка

Тип насоса	Подача, $V, \text{м}^3/\text{ч}$	Напор, $H, \text{м}$	Мощность, кВт
Циркуляционные			
DAV BM 30/360 80T 2шт.	38	3	0,48
DAV BM 30/360 80T 2шт.	38	3	0,48

Все оборудование котельной находится в исправном состоянии.

Котлы снабжены предохранительными устройствами, манометрами, запорной и регулирующей арматурой, питательными устройствами и приборами безопасности. Для защиты котлов, системы теплоснабжения и арматуры от коррозии, образования накипи в котельных предусмотрена автоматическая водоподготовительная установка. Обработка подпиточной воды осуществляется включает в себя умягчающие фильтры очистки воды марки AFSS -1252, устраняющие излишние соли кальция и магния. Эти фильтры имеют цилиндрический корпус, блок управления с клапаном FLECK 9100/1600 SXT. Фильтрующим элементом является сильнокислотный Na-катионит.

Отвод дымовых газов осуществляется посредством металлических газоходов через металлическую дымовую трубу.

Основное оборудование котельных представлено котлами различной мощности отечественных производителей: КВа-0,75, КВа-0,25, Хопер-50, КЧМ-2М-5, КСМ-12М.

### 1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Техническое состояние водогрейных котлов и вспомогательного оборудования котельных ООО «ТЭС» – находится в удовлетворительном состоянии, так как на всех котельных ТСО была проведена реконструкция в 2007г и 2011г.г.

### 1.2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;

Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды котельной определяется расчетным путем согласно "Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станции и котельных», утвержденной Приказом Минэнерго России от «30» декабря 2008 г. № 323 и методических рекомендаций Роскоммунэнерго.

В состав общего расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной в виде горячей воды или пара входят следующие элементы затрат: растопка, (продувка котлов); обдувка поверхностей нагрева; деаэрация (выпар); технологические нужды ХВО; отопление и хозяйственные нужды котельной, потери с излучением тепловой энергии теплопроводами, насосами, баками и т.п.; утечки, парение при опробовании и другие потери.

Расчеты расхода тепловой энергии на собственные нужды выполняются на каждый месяц и в целом за год. При этом, расчеты по отдельным статьям расхода тепловой энергии могут выпол-

няться в целом за год с распределением его по месяцам пропорционально определяющему показателю (выработка тепловой энергии; число часов работы; количество пусков; температура наружного воздуха; длительность отопительного периода и др.)

В качестве исходных данных принимались отчетные и нормативные показатели такие как: (планируемый отпуск, количество растопок, удельный расход на собственные нужды ХВО, температура воды, количество и площади баков, численность работающего персонала, количество душевых сеток и т.п.) (табл. 1.3).

Ниже произведен расчет собственных нужд по статьям на 2013 г. на примере котельной №2 г.п. Чамзинка на январь месяц в соответствии с методикой изложенной в Инструкции.

#### **Потери тепловой энергии с продувочной водой**

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

$$Q_{\text{прод}} = \sum_{i=1}^{I_k} K_{\text{прод}i} Q_{\text{им}i}, \quad (1.1.)$$

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

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

$I_k$  - количество котлов.

Для котельной №2 за январь периода регулирования потери с продувочной водой согласно формуле (2.3), составят:

$$Q_{\text{прод}} = 0,003 \cdot 667,53 = 2,00 \text{ Гкал.}$$

#### **Расход тепловой энергии за расчетный период на растопку котлов**

Расход тепловой энергии за расчетный период на растопку котлов  $Q_{\text{раст}}$ , определяется по формуле (1.2.),

$$Q_{\text{раст}} = \sum_{i=1}^{I_k} Q_{ki} (K' N'_i + K'' N''_i), \quad (1.2.)$$

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

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

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

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

$N''_i$  - количество растопок из холодного состояния в расчетном периоде.

Расчетное количество растопок котлов определяется по отчетным данным базового года с внесением коррективов по прогнозируемому режиму потребления тепловой энергии потребителями в октябре месяце расчетного периода.

$Q_k$  - в нашем случае мощность котлов каждого составляет 0,75 Гкал/ч.

Для данного примера расход тепловой энергии на растопку определяется, как

$$Q_{\text{раст}} = (0,75 \cdot (0,3 \cdot 1 + 0,65 \cdot 1)) = 0,61 \text{ Гкал.}$$

#### **Расход тепловой энергии на технологические нужды химводоочистки**

Расход тепловой энергии на технологические нужды химводоочистки при отсутствии охладителя выпара находится, как

$$Q_{\text{хво}} = (K_{\text{хво}} G_{\text{хво}} K_{\text{вз}} C_{\text{в}} (t'' - t') Z_{\text{хво}} 10^{-3}) + (0,004 G_{\text{хво}} (i'' - i') Z_{\text{хво}} 10^{-3}), \quad (1.3.)$$

где,  $K_{\text{хво}}$  - удельный расход воды на собственные нужды ХВО, исходной воды на 1 т химически очищенной воды, принимается в зависимости от общей жесткости воды, (табл.1.14.);

$G_{\text{хво}}$  - средний расход воды на ХВО в расчетном периоде, т/ч определяется расчетным путем и для зимнего периода составил 0,12 т/ч, а для летнего 0,06 т/ч (табл.1.14.);

$K_{\text{вз}}$  - поправочный коэффициент, принимаемый из (табл.1.14.);

$C_{\text{в}}$  - теплоемкость воды, ккал/кг°С; принимаем – 1 ккал/кг°С;

$t'', t'$  - соответственно температура воды после и до подогревателя сырой и исходной воды, °С – принимаем соответственно +40 и +8,9 °С (табл.1.14.);

$z_{xво}$  - продолжительность работы, в январе (табл.1.14.);

$i'', i'$  - энтальпия соответственно выпара из деаэратора и исходной воды, (табл.1.14).

Для котельной №2 расход тепловой энергии на химводоподготовку составит:

$$Q_{xво} = (0,125 \cdot 0,12 \cdot (40 - 8,9) \cdot 744 \cdot 10^{-3}) + (0,004 \cdot 0,278 \cdot (652,7 - 30) \cdot 744 \cdot 10^{-3}) = 0,64 \text{ Гкал.}$$

### Расход тепловой энергии на отопление помещения котельной

Часовой расход тепловой энергии, Гкал, на отопление помещения котельной №2 определяется следующим образом:

$$Q_o = \alpha V_o q_o (t_{вн} - t_{p.o}) 10^{-6}, \quad (1.4)$$

где,  $V_o$  - объем отапливаемого помещения (рабочей зоны), м<sup>3</sup> (табл.1.14.);

$q_o$  - удельная отопительная характеристика здания при  $t_{p.o} = -30^\circ\text{C}$ , ккал/м<sup>3</sup> °С принимается (табл.1.14.);

$t_{p.o}$  - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления °С, принимаем -30 °С;

$\alpha$  - поправочный коэффициент на температуру наружного воздуха для проектирования отопления принимается по нижеприведенным данным:

$t_{вн}$  - температура воздуха внутри помещения °С, принимаемая как средневзвешенная по всем помещениям непосредственно в котельной (котельный зал; насосное отделение; щитовое помещение и др.); принимается по Инструкции равной 19 °С.

Для помещения котельной №2 расход тепла на отопление составит:

$$Q_o = 1 \cdot 1728 \cdot 0,3 \cdot (19 - (-30)) \cdot 10^{-6} = 0,025 \text{ Гкал/ч.}$$

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

$$Q_{омме} = Q_o \frac{t_{вн} - t_{cp}}{t_{вн} - t_{p.o}} r_{мес}, \quad (1.5)$$

где,  $t_{cp}$  - средняя за январь температура наружного воздуха, °С. (табл.1.14.);

$r_{мес}$  - продолжительность отопления, принимаем (табл.1.14.).

Для котельной №2 затраты тепловой энергии на отопление за январь составят

$$Q_o = 0,025 \cdot (19 - (-12,3)) / (19 - (-30)) \cdot 744 = 12,07 \text{ Гкал/ч.}$$

Потери тепловой энергии котлоагрегатами определяются по формуле (2.8):

$$Q_{mn}^{ка} = \sum_{i=1}^{I_k} Q_i b_{ка}^{бp} Q_{усл.топл} \frac{q_5}{100} 10^{-6}, \quad (1.6)$$

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

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

$q_5$  - средняя потеря тепловой энергии всеми элементами котлоагрегатов в окружающую среду, в % от количества теплоты топлива, принимается по показателям режимной карты для января для котла №1  $q_5 = 2,5$ ; №2  $q_5 = 2,4$ ; №3  $q_5 = 4,2$ ;

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

$I_k$  - количество котлоагрегатов.

$$\begin{aligned} Q_{mn}^{ка} &= (224,75 \cdot 154,35 \cdot 7000 \cdot \frac{2,5}{100} \cdot 10^{-6}) + (224,75 \cdot 154,35 \cdot 7000 \cdot \frac{2,4}{100} \cdot 10^{-6}) + \\ &+ (224,75 \cdot 154,35 \cdot 7000 \cdot \frac{4,2}{100} \cdot 10^{-6}) = 22,10 \text{ Гкал.} \end{aligned}$$



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

### Потери тепловой энергии баками различного назначения

Потери тепловой энергии баками различного назначения  $Q_{\text{бак}}$ , определяют по формуле:

$$Q_{\text{бак}} = q_{\text{бж}} F_{\text{бж}} R_t n_j r_{\text{бж}} 10^{-6}, \quad (1.7)$$

где,  $q_{\text{бж}}$  - норма плотности теплового потока через поверхность бака, ккал/м<sup>2</sup>ч;

$F_{\text{бж}}$  - поверхность бака, м<sup>2</sup>;

$R_t$  - температурный коэффициент;

$n_j$  - количество баков 0;

$r_{\text{бж}}$  - продолжительность работы баков в расчетном периоде, 744 ч.

$Q_{\text{бак}} = 0$  Гкал.

### Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды

Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды котельной,  $Q_x$ , определяется по формуле:

$$Q_x = (\alpha_q N_q K_q + \alpha M) c_{\text{в}} p_{\text{в}} (t_{\text{г}} - t_{\text{хв}}) T_q 10^{-3}, \quad (1.8.)$$

где,  $\alpha_q$  - норма расхода горячей воды на одну душевую сетку, принимается равной 0,27 м<sup>3</sup>/сут. (табл.1.14);

$N_q$  - количество душевых сеток принимаем (табл.1.14);

$K_q$  - коэффициент использования душевых, определяется практическим путем, при отсутствии данных принимается равным (табл.2.2);

$\alpha$  - норма расхода горячей воды на 1 человека в смену, при отсутствии данных принимается (табл.1.14.);

$M$  - численность работающих человек в сутки принимаем (табл.1.14);

$t_{\text{г}}, t_{\text{хв}}$  - соответственно температура горячей и исходной воды, принимаем (табл.1.14);

$c_{\text{в}}$  - теплоемкость воды, 1 ккал/кг<sup>0</sup>С;

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

$\rho_{\text{в}}$  - плотность воды, принимаем  $\rho_{\text{в}} = 0,98573$  т/м<sup>3</sup> (при температуре горячей воды 55 °С;)

$Q_x = (0,27 \cdot 2 \cdot 1 + 0,024 \cdot 7) \cdot 1 \cdot 0,9857 \cdot (55 - 8,9) \cdot 31 \cdot 10^{-3} = 1,00$  Гкал.

### Другие потери тепловой энергии

Другие потери (опробование предохранительных клапанов, потери с утечками, парением, через теплоизоляцию трубопроводов),  $Q_{\text{пр}}$ , принимают равными:

- для водогрейных котельных

$$Q_{\text{пр}} = 0,001 Q_{\text{произв}},$$

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

Прочие потери для котельной №2 г.п.Чамзинка.

$$Q_{\text{пр}} = 0,001 \cdot 667,53 = 0,67 \text{ Гкал.}$$

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

$$Q_{\text{сн}} = \sum_{i=1}^N Q_{\text{сн}i}, \quad (1.9.)$$

где,  $Q_{\text{сн}i}$  - тепловые потери на  $i$ -е нужды, Гкал;

$$Q_{\text{сн}} = 2,00 + 0,61 + 0,64 + 12,07 + 0 + 1,00 + 0,67 = 6,72 \text{ Гкал.}$$

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

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

$$\bar{H}_k^o = \frac{\sum_{j=1}^{12} \bar{H}_j^o \cdot Q_j}{\sum_{j=1}^{12} Q_j} \quad (1.10)$$

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

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

$$H_{\text{ЭСО}}^o = \frac{\sum_{k=1}^{12} \bar{H}_k^o \cdot Q_k}{\sum_{k=1}^n Q_k} \quad (1.11)$$

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

Ниже приведен расчет норматива удельного расхода топлива на примере котельной №2, находящейся на балансе ЭСО для регулируемого периода.

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

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

Режим теплоснабжения котельной по месяцам, технологические потери в тепловой сети сведены в табл.1.13. В данной таблице приведены расчетно-часовые нагрузки по месяцам. Также в табл.1.13 представлен режим теплоснабжения. В итоге получен прогнозный отпуск тепловой энергии в сеть по месяцам и в целом за год.

По КПД при различной нагрузке, представленных в режимных картах (прил.3) проводилось распределение тепловой нагрузки по котлам. При распределении нагрузки по котлам руководствовались следующим принципом. Порядок включения котлов в работу определяется их КПД. При одновременной работе нескольких котлов нагрузка между ними делится пропорционально. Максимальная величина загрузки одного котла не превышает 85% от его номинала.

По соответствующим месячным тепловым нагрузкам определялась величина загрузки котлов.

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

$$\bar{H}_я = \frac{(0,31 \cdot 154,35 \cdot 702 + 0,31 \cdot 154,35 \cdot 660 + 0,31 \cdot 154,35 \cdot 744)}{(0,31 \cdot 702 + 0,31 \cdot 660 + 0,31 \cdot 744)} = 154,35 \text{ кг. у.т./Гкал.}$$

По формуле (1.2) определяется средневзвешенная норма удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии для января

$$H_я^o = \frac{154,35}{1 - 0,1} = 155,91 \text{ кг. у.т./Гкал.}$$

Расчеты средневзвешенных норм удельного расхода топлива по другим месяцам, кварталам выполнены аналогично в табличном редакторе Excel и сведены в табл. 1.15-1.16.

По формуле (1.11) определялся норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии для котельной на период регулирования.

$$\bar{H}_\kappa^o = \frac{155,91 \cdot 667,53 + 156,70 \cdot 597,39 + 156,71 \cdot 593,47 + 157,03 \cdot 450,22 +}{667,53 + 597,39 + 593,47 + 450,22 +} \\ + \frac{158,45 \cdot 197,83 + 158,72 \cdot 152,16 + 158,72 \cdot 153,89 + 158,72 \cdot 151,88 + 158,88 \cdot 147,27 +}{+ 197,83 + 152,16 + 153,89 + 151,88 + 147,27 +} \\ + \frac{157,32 \cdot 363,34 + 156,87 \cdot 523,43 + 156,40 \cdot 618,68}{+ 363,34 + 523,43 + 618,68} = 156,99 \text{ кг. у. т./Гкал.}$$

Результаты расчета групповых норм удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию от котельной №2 г.п.Чамзинка по кварталам на регулируемый период приведены в табл.1.19.

Таблица 1.13 - Режим теплоснабжения котельной №2 г.п.Чамзинка

Наименование	Коэффициент снижения нагрузки	Температура наружного воздуха	Тепловые нагрузки, Гкал/ч				Режим теплоснабжения			Отпуск в сеть, Гкал
			1,587	0,299			отопления	ГВС	потери	
			отопления	ГВС	потери	Всего				
Январь	0,49	-12,3	0,49	0,147	0,283	0,92	744	620	744	667,53
Февраль	0,49	-11,7	0,48	0,147	0,284	0,91	672	560	672	597,39
Март	0,49	-5,9	0,39	0,147	0,287	0,82	744	620	744	593,47
Апрель	0,49	4,8	0,21	0,147	0,289	0,65	720	600	720	450,22
Май	0,49	13,1	0,08	0,147	0,129	0,36	139	620	744	197,83
Июнь	0,49			0,147	0,089	0,24		600	720	152,16
Июль	0,49			0,147	0,085	0,23		620	744	153,89
Август	0,49			0,147	0,082	0,23		620	744	151,88
Сентябрь	0,49			0,147	0,082	0,23		600	720	147,27
Октябрь	0,49	4,1	0,23	0,147	0,204	0,58	533	620	744	363,34
Ноябрь	0,49	-3,0	0,34	0,147	0,264	0,75	720	600	720	523,43
Декабрь	0,49	-8,7	0,43	0,147	0,276	0,86	744	620	744	618,68
Всего за год							5016	7300		4617,07

Таблица 1.14. - Исходные данные для расчета собственных нужд котельной №2 г.п.Чамзинка

	Время работы котельной, $T_k$ , ч.	Планируемый отпуск тепловой энергии, $S$ Гкал.	Коэффициент продувки, $K_{прод.i}$ .	Доля расхода тепловой энергии на одну растопку из горячего состояния, $K'$ .	доля расхода тепловой энергии на одну растопку из холодного состояния, $K''$ .	Количество растопок, $N$ .	Удельный расход на собственные нужды ХВО, $K_{хво}$ , т.	Средний расход воды на собственные нужды ХВО, $G_{хво}$ , т/ч	Температура воды до и после подогревателя, °С.		Энтальпия выпора из деаэратора и исходной воды, ккал/кг.	
									$t''$	$t'$	$i''$	$i'$
Январь	744	667,53	0,003	0,30	0,65	1	0,125	0,120	40	8,9	652,7	30,0
Февраль	672	597,39	0,003	0,30	0,65	6	0,125	0,120	40	8,9	652,7	30,0
Март	744	593,47	0,003	0,30	0,65	6	0,125	0,120	40	8,9	652,7	30,0
Апрель	720	450,22	0,003	0,30	0,65	6	0,125	0,120	40	8,9	652,7	30,0
Май	744	197,83	0,003	0,30	0,45	6	0,125	0,060	40	8,9	652,7	30,0
Июнь	720	152,16	0,003	0,20	0,45	6	0,125	0,060	40	8,9	652,7	30,0
Июль	744	153,89	0,003	0,20	0,45	6	0,125	0,060	40	8,9	652,7	30,0
Август	720	151,88	0,003	0,20	0,45	6	0,125	0,060	40	8,9	652,7	30,0
Сентябрь	744	147,27	0,003	0,20	0,45	6	0,125	0,060	40	8,9	652,7	30,0
Октябрь	744	363,34	0,003	0,30	0,65	5	0,125	0,120	40	8,9	652,7	30,0
Ноябрь	720	523,43	0,003	0,30	0,65	6	0,125	0,120	40	8,9	652,7	30,0
Декабрь	744	618,68	0,003	0,00	0,65	6	0,125	0,120	40	8,9	652,7	30,0
<b>Всего за год</b>	<b>8760</b>	<b>4617</b>										

Продолжение таблицы 1.14.

	Объем отапливаемого помещения, <i>V</i> <sub>о</sub> , м <sup>3</sup> .	Часовой расход теп- ловой энер- гии на отопление котельной, Гкал/ч.	расчетная темпе- ратура наруж. и внутр. воздуха, °С.		Нормативная температура наружного воздуха, °С.	Норма плот- ности теплово- го потока через поверхность бака, q, ккал/м <sup>2</sup> ч.	Поверхность бака, F, м <sup>2</sup> .	Кол-во баков, n, шт.	Кол-во душе- вых сеток, N, шт.	Числен- ность работа- ющих в сутки, М, чел.	температура горячей и хо- лодной воды, °С.		Норма рас- хода горя- чей воды на одного че- ловека в сутки, а.
			tr.o.	twн							tr	txв	
Январь	1728	0,025	-30	19	-12,3	0	0	0	2	7	55	8,9	0,024
Февраль	1728		-30	19	-11,7	0	0	0	2	7	55	8,9	0,024
Март	1728		-30	19	-5,9	0	0	0	2	7	55	8,9	0,024
Апрель	1728		-30	19	4,8	0	0	0	2	7	55	8,9	0,024
Май	1728		-30	19	13,1	0	0	0	2	5	55	8,9	0,024
Июнь	0		0	0	0,0	0	0	0	2	5	55	8,9	0,024
Июль	0		0	0	0,0	0	0	0	2	5	55	8,9	0,024
Август	0		0	0	0,0	0	0	0	2	5	55	8,9	0,024
Сентябрь	0		0	0	0,0	0	0	0	2	5	55	8,9	0,024
Октябрь	1728		-30	19	4,1	0	0	0	2	7	55	8,9	0,024
Ноябрь	1728		-30	19	-3,0	0	0	0	2	7	55	8,9	0,024
Декабрь	1728		-30	19	-8,7	0	0	0	2	7	55	8,9	0,024

Таблица 1.15. - Результаты расчета расходов на собственные нужды котельной №2

Наименование	$Q_{прод}$ , потери тепловой энергии с продувочной водой, Гкал	$Q_{раст}$ , потери тепло- вой энергии на растопку котлов, Гкал	$Q_{хво}$ , расход тепловой энергии на ХВО, Гкал	Расход тепловой энергии по месяцам, $Q_o$ , Гкал	Потери тепловой энергии баками различного назна- чения, $Q_{бак}$ , Гкал	Расход тепловой энергии на хозяй- ственно-бытовые нужды, $Q_x$ , Гкал	Другие потери, $Q_{пр}$	Общий расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Планируемое производство тепловой энергии, Гкал	Общий расход тепловой энергии на собственные нужды, %
Январь	2,00	0,61	0,64	12,07	0,00	1,00	0,67	6,72	674,25	<b>1,00</b>
Февраль	1,79	3,63	0,58	10,69	0,00	0,90	0,60	9,11	606,50	<b>1,50</b>
Март	1,78	3,63	0,64	9,60	0,00	1,00	0,59	9,09	602,56	<b>1,51</b>
Апрель	1,35	3,63	0,62	5,30	0,00	0,97	0,45	7,81	458,04	<b>1,71</b>
Май	0,59	2,87	0,32	2,28	0,00	0,93	0,20	5,25	203,08	<b>2,59</b>
Июнь	0,46	2,49	0,31	0,00	0,00	0,90	0,15	4,30	156,47	<b>2,75</b>
Июль	0,46	2,49	0,32	0,00	0,00	0,93	0,15	4,35	158,24	<b>2,75</b>
Август	0,46	2,49	0,31	0,00	0,00	0,90	0,15	4,30	156,18	<b>2,76</b>
Сентябрь	0,44	2,49	0,32	0,00	0,00	0,93	0,15	4,32	151,59	<b>2,85</b>
Октябрь	1,09	3,03	0,64	5,75	0,00	1,00	0,36	6,98	370,32	<b>1,89</b>
Ноябрь	1,57	3,63	0,62	8,21	0,00	0,97	0,52	8,54	531,97	<b>1,61</b>
Декабрь	1,86	2,49	0,64	10,68	0,00	1,00	0,62	8,20	626,88	<b>1,31</b>
<b>Всего за год</b>	<b>13,85</b>	<b>33,47</b>	<b>5,95</b>	<b>64,59</b>	<b>0,00</b>	<b>11,41</b>	<b>4,62</b>	<b>79</b>	<b>4696</b>	<b>1,68</b>

Таблицы 1.16. - Загрузка котлов и индивидуальные расходы топлива по котельной №2

Номер котлоагрегата				№1			№2			№3			№4			№5		
Тип котлоагрегата				Ква-0,75			Ква-0,75			Ква-0,75			Ква-0,75			Ква-0,75		
Теплопроизводительность, Гкал				0,64			0,64			0,64			0,64			0,64		
КПД брутто котлоагрегата				0,920			0,920			0,920			0,920			0,920		
	Время работы котельной	Теплопроизводительность котельной, Гкал/ч	Процент загрузки работающих котлоагрегатов	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг.у.т./Гкал	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг.у.т./Гкал	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг.у.т./Гкал	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг.у.т./Гкал	Время работы котлоагрегата	Загрузка котлоагрегата, Гкал/ч	Индивидуальная норма расхода топлива, кг.у.т./Гкал
Январь	744	0,93	49%	702	0,31	154,35	660	0,31	154,35	744	0,31	154,35	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Февраль	672	0,93	48%	630	0,31	154,35	588	0,31	154,35	672	0,31	154,35	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Март	744	0,83	44%	702	0,28	154,35	660	0,28	154,35	744	0,28	154,35	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Апрель	720	0,66	52%	678	0,33	154,35	712	0,33	154,35	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Май	744	0,36	57%	702	0,36	154,35	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Июнь	720	0,24	38%	678	0,24	154,35	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Июль	744	0,24	37%	702	0,24	154,35	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Август	744	0,24	37%	702	0,24	154,35	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Сентябрь	720	0,24	37%	678	0,24	154,35	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Октябрь	744	0,59	46%	702	0,29	154,35	712	0,29	154,35	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Ноябрь	720	0,76	40%	678	0,25	154,35	636	0,25	154,35	720	0,25	154,35	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Декабрь	744	0,87	45%	702	0,29	154,35	660	0,29	154,35	744	0,29	154,35	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00



Таблица 1.17. - Режимы работы котлоагрегатов котельной котельной №2 г.п. Чамзинка

Наименование	№1		№2		№3		№4		№5		Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	Средневзвешенная норма по котельной на производство, кг.у.т./Гкал	Расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал.	Общий расход тепловой энергии на собственные нужды, %	Отпуск тепловой энергии котельной, Гкал	Групповой норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг.у.т./Гкал
	Ква-0,75		Ква-0,75		Ква-0,75		Ква-0,75		Ква-0,75							
	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал	время работы котлоагрегата	Производство тепловой энергии котлоагрегатом, Гкал						
Январь	702	224,75	660	224,75	744	224,75	0	0,00	0	0,00	674,25	154,35	6,72	1,00	667,53	155,91
Февраль	630	202,17	588	202,17	672	202,17	0	0,00	0	0,00	606,50	154,35	9,11	1,50	597,39	156,70
Март	702	200,85	660	200,85	744	200,85	0	0,00	0	0,00	602,56	154,35	9,09	1,51	593,47	156,71
Апрель	678	229,02	712	229,02	0	0	0	0,00	0	0,00	458,04	154,35	7,81	1,71	450,22	157,03
Май	702	203,08	0	0,00	0	0	0	0,00	0	0,00	203,08	154,35	5,25	2,59	197,83	158,45
Июнь	678	156,47	0	0,00	0	0	0	0,00	0	0,00	156,47	154,35	4,30	2,75	152,16	158,72
Июль	702	158,24	0	0,00	0	0	0	0,00	0	0,00	158,24	154,35	4,35	2,75	153,89	158,72
Август	702	156,18	0	0,00	0	0	0	0,00	0	0,00	156,18	154,35	4,30	2,76	151,88	158,72
Сентябрь	678	151,59	0	0,00	0	0	0	0,00	0	0,00	151,59	154,35	4,32	2,85	147,27	158,88
Октябрь	702	185,16	712	185,16	0	0	0	0,00	0	0,00	370,32	154,35	6,98	1,89	363,34	157,32
Ноябрь	678	177,32	636	177,32	720	177,32	0	0,00	0	0,00	531,97	154,35	8,54	1,61	523,43	156,87
Декабрь	702	208,96	660	208,96	744	208,96	0	0,00	0	0,00	626,88	154,35	8,20	1,31	618,68	156,40
Всего за год	8256	2253,78	4628	1428,23	3624	1014,05	0	0,00	0	0,00	4696,06	154,35	78,99	1,68	4617,07	156,99

Таблица 1.18. - Показатели работы котлов котельной №2 г.п Чамзинка

Тип котла	Нагрузка котла							
	%				Гкал/ч			
	квартал							
I	II	III	IV	I	II	III	IV	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
КВа-0,75, №1	48%	45%	35%	43%	0,31	0,29	0,22	0,27
КВа-0,75, №2	52%	50%	0%	45%	0,33	0,32	0,00	0,28
КВа-0,75, №4	46%	0%	0%	41%	0,29	0,00	0,00	0,26
КВа-0,75, №3	0%	0%	0%	0%	0,00	0,00	0,00	0,00
КВа-0,75, №5	0%	0%	0%	0%	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение табл. 1.18.

Тип котла	Время работы котла на данной нагрузке, ч				Индивидуальная норма расхода условного топлива, кг.у.т./Гкал			
	квартал							
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
	10	11	12	13	14	15	16	17
КВа-0,75, №1	2034	2058	2082	2082	154,35	154,35	154,35	154,35
КВа-0,75, №2	1908	712	0	2008	154,35	154,35	0,00	154,35
КВа-0,75, №4	2160	0	0	1464	154,35	0,00	0,00	154,35
КВа-0,75, №3	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
КВа-0,75, №5	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 1.19. - Результаты расчета годовой групповой нормы удельного расходов топлива на отпущенную тепловую энергию от котельной №2 г.п. Чамзинка

Показатели	Квартал			
	I	II	III	IV
Средневзвешенная норма расхода условного топлива на производство тепловой энергии котельной, кг.у.т./Гкал	154,35	154,35	154,35	154,35
Расход тепловой энергии на собственные нужды по кварталам, %	1,32	2,12	2,79	1,55
Групповой норматив удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии, кг.у.т./Гкал	156,42	157,70	158,77	156,78
Отпуск тепловой энергии котельной по кварталам, Гкал	1858,39	800,21	453,03	1505,44
Годовая групповая норма расхода топлива на отпуск тепловой энергии котельной, кг.у.т./Гкал	156,99			

Анализируя плановое потребление тепловой энергии на собственные нужды по каждой котельной по нормативу следует отметить, что процент расходов тепловой энергии на собственные нужды изменяется 1,47% до 4,95% от отпуска котельной в сеть.

Таблица 1.20- Собственные нужды котельных в разрезе по каждой котельной

Наименование котельной	2013г.	
	Гкал	%
Котельная №1	188,30	1,47
Котельная №2	78,99	1,68
Котельная по ул. Большая, 2а	3,80	2,29
Котельная по ул. Большая, 12	3,45	4,95
Котельная по ул. Мира, 3	2,53	3,32
Котельная по ул. Мира, 7	2,69	2,31

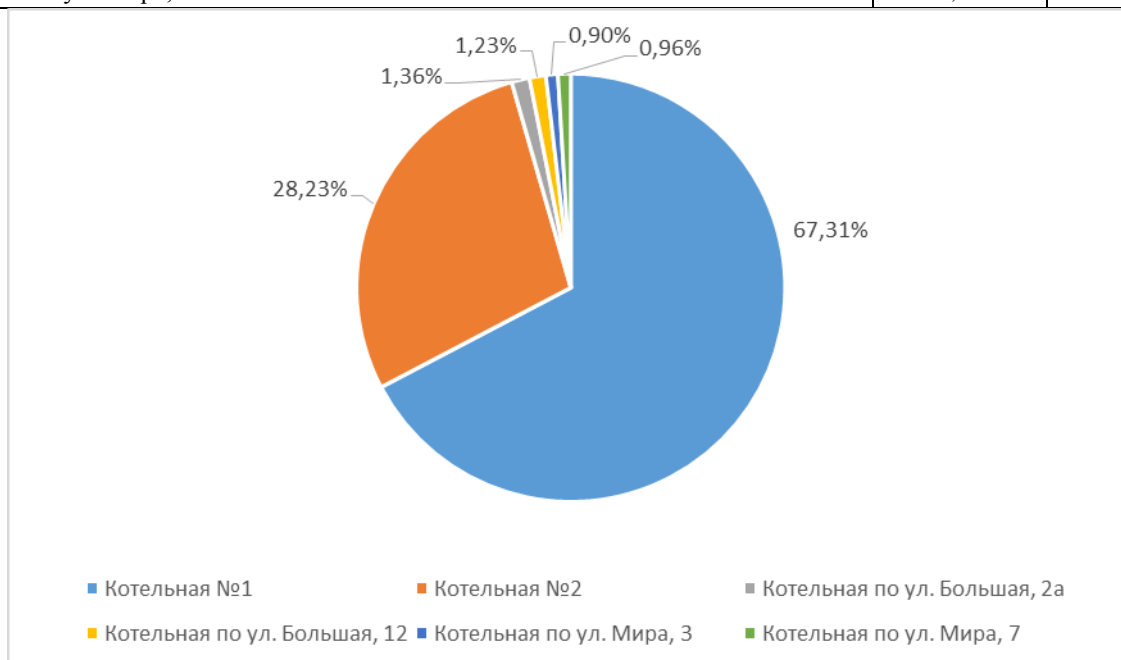


Рисунок 1.7- Доля собственных нужд котельных г.п. Чамзинка

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

Формирование схемы теплоснабжения поселка Чамзинка началось в 1980г. Начиная с 2007 г. в г.п. Чамзинке прошла полная модернизация котельных, поэтому ввод оборудования и котельных в эксплуатацию распределен от 2007 до 2011 гг. В соответствии с градацией по установленной мощности котельных активными периодами ввода основного котельного оборудования были:

- в 2007 г. КСМ-12М, КЧМ-2М-5, Хопер-50;
- в 2011 г. КВа-0,25, КВа-0,75;

Данные по паспортному значению назначенного срока службы котлов имеются и находятся на предприятиях.

В данный момент котельное оборудование с выработанным парковым ресурсом, но прошедшее техническое освидетельствование и диагностирование на предприятии отсутствует.

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

Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной принято качественное по нагрузке на нужды отопления. При изменении температуры наружного воздуха изменяется температура теплоносителя, сохраняя постоянный расход. Расчетные параметры теплоносителя 95/70 °С.

### 1.2.7 Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка основного оборудования по котельным г.п.Чамзинка приведен табл.1.21.

Таблица 1.21 – Среднегодовая загрузка оборудования

Наименование котельной	Марка и № котлоагрегата	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Наработка за год
		время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	время наработки	
Котельная №1	КВа-0,75 (№1)	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	<b>8760</b>
	КВа-0,75 (№2)	702	630	702	678	744	0	0	0	0	702	678	702	<b>5538</b>
	КВа-0,75 (№3)	660	588	660	712	0	0	0	0	0	744	636	660	<b>4660</b>
	КВа-0,75 (№4)	744	672	744	720	0	0	0	0	0	744	720	744	<b>5088</b>
	КВа-0,75 (№5)	744	672	744	0	0	0	0	0	0	0	720	744	<b>3624</b>
	КВа-0,75 (№6)	744	672	744	0	0	0	0	0	0	0	720	744	<b>3624</b>
	КВа-0,75 (№7)	744	672	0	0	0	0	0	0	0	0	0	744	<b>2160</b>
	КВа-0,75 (№8)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
	КВа-0,75 (№9)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
	КВа-0,75 (№10)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
	КВа-0,25 (№11)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
	КВа-0,25 (№12)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Котельная №2	КВа-0,75 (№1)	702	630	702	678	702	678	702	702	678	702	678	702	<b>8256</b>
	КВа-0,75 (№2)	660	588	660	712	0	0	0	0	0	712	636	660	<b>4628</b>
	КВа-0,75 (№3)	744	672	744	0	0	0	0	0	0	0	720	744	<b>3624</b>
	КВа-0,75 (№4)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
	КВа-0,75 (№5)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Котельная по ул.Большая, 2а	КСМ-12М (№1)	744	672	744	720	139	0	0	0	0	533	720	744	<b>5016</b>
	КСМ-12М (№2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
Котельная по ул.Большая, 12	КСМ-2М-5 (№1)	744	672	744	720	139	0	0	0	0	533	720	744	<b>5016</b>
	КСМ-2М-5 (№2)	744	672	0	0	0	0	0	0	0	0	0	744	<b>2160</b>
Котельная по ул.Мира, 3	Хопер-50 (№1)	744	672	744	720	139	0	0	0	0	533	720	744	<b>5016</b>
	КСМ-2М-5 (№2)	744	672	744	0	0	0	0	0	0	0	720	744	<b>3624</b>
Котельная по ул.Мира, 7	Хопер-50 (№1)	744	672	744	720	139	0	0	0	0	533	720	744	<b>5016</b>
	Хопер-50 (№2)	744	672	744	0	0	0	0	0	0	0	720	744	<b>3624</b>

### 1.2.8 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

По всем источникам теплоснабжения ООО «ТЭС» учет тепла отпущенного в тепловые сети ведется по коммерческим приборам учета оборудованных системами передачи сигналов по системам телеизмерений в центральный диспетчерский пункт. Сведения по приборам коммерческого учета представлены в табл. 1.22.

Таблица 1.22- Сведения по приборам коммерческого учета отпуска тепловой энергии в сеть

Объект	Счетчик	№ счетчика	Год выпуска	Корректор	№ корректора	Дата поверки	
						Счетчик	Корректор
Котельная №1	RVG G250	11077148	2011	ЕК 270	11102918	28.07.2016	01.08.2016
Котельная №2	RVG G250	11077146	2011	ЕК 270	11102861	28.07.2016	28.07.2016
Большая 2а	BK G6T	30726496	2013			16.03.2013	
Мира 3	BK G6T	29868160	2012			16.08.2022	
Мира 7	BK G6T	29579266	2012			04.05.2022	
Большая 12	BK G6T	23669630	2007			08.08.2017	

### 1.2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по отказам и восстановлениям на тепловых сетях ООО «ТЭС» теплоснабжающей компанией не были представлены.

Ежегодно (весной и осенью) проводятся гидравлические испытания давлением 1,25 от рабочего значения. После весеннего гидравлического испытания проводится ремонт и замена участков трубопроводов.

### 1.2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии по ООО «ТЭС» по г.п. Чамзинка отсутствуют.

## 1.3 Тепловые сети

### 1.3.1 Общие положения

Общие характеристики тепловых сетей (протяженность в однострубно́м исчислении и средний по материальной характеристике диаметр трубопровода) г.п.Чамзинка и их динамика за период 2011-2013 г.г. представлена в табл. 1.23. Протяженность теплосети в 2011 г. (на период начала их эксплуатации теплоснабжающей организацией ООО "ТЭС") однострубно́м исчислении составлял 16917 м. За период 2011-2013 г.г. протяженность теплосети возрос до 18913 м. Рост обусловлен включением в структуру тепловые сети отопления и ГВС вводных участков теплосети к введенным в данный период жилым домам. При этом в условиях роста наблюдается снижение протяженности теплосети СЦТ от котельной №2 обусловленная оптимизацией трассировки теплосети (жилой дом №22 был подключен от другой точки). Средний диаметр теплосети по материальной характеристике за приведенный период снизился с 0,116 м до 0,11 м. Схемы тепловых сетей представлены в прил. 1.

Таблица 1.23 – Общие характеристики тепловых сетей

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, м	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей, м	Объем трубопроводов тепловых сетей, м <sup>3</sup>	
			отопительный период	летний период
1	2	3	4	5
<b>Характеристики теплосети СЦТ в 2011 г.</b>				
СЦТ от котельной №1	9196,0	0,125	116,38	1,88
СЦТ от котельной №2	7721,0	0,104	65,35	10,92
<b>Всего в 2011 г.</b>	<b>16917,0</b>	<b>0,116</b>	<b>181,74</b>	<b>12,80</b>
<b>Характеристики теплосети СЦТ в 2012 г.</b>				
СЦТ от котельной №1	11652,0	0,114	125,74	6,53
СЦТ от котельной №2	7261,0	0,103	60,89	10,92
<b>Всего в 2012 г.</b>	<b>18913,0</b>	<b>0,110</b>	<b>186,63</b>	<b>17,45</b>
<b>Характеристики теплосети СЦТ в 2013 г.</b>				
СЦТ от котельной №1	11652,0	0,114	125,74	6,53
СЦТ от котельной №2	7261,0	0,103	60,89	10,92
<b>Всего в 2013 г.</b>	<b>18913,0</b>	<b>0,110</b>	<b>186,63</b>	<b>17,45</b>

### 1.3.2 Общая характеристика тепловых сетей г.п. Чамзинка

Как отмечено выше тепловые сети г.п. Чамзинка в за период с 2011 г. по 2013 г. претерпели изменения как протяженности и среднего диаметра, так и типа прокладки. В табл. 1.24 представлена структура тепловых сетей по их типу прокладки.

Таблица 1.24 - Структура тепловых сетей по их типу прокладки

Наименование теплоснабжающей и тепло-сетевой организации	Тип прокладки трубопроводов	2011 г.		2012 г.		2013 г.	
		протяж. труб. тс в однострубно-ном ис-числении, м	сред. (по матер. ха-ракт.) наруж. диа-метр труб. тс, м	протяж. труб. тс в однострубно-ном ис-числении, м	сред. (по матер. ха-ракт.) наруж. диа-метр труб. тс, м	протяж. труб. тс в однострубно-ном ис-числении, м	сред. (по матер. ха-ракт.) наруж. диа-метр труб. тс, м
1	2	3	4	5	6	7	8
СЦТ от котельной №1	Надземная	514,0	0,073	7880,00	0,115	7880,00	0,115
	Подземная	8682,0	0,128	3772,00	0,113	3772,00	0,113
	<b>Итого</b>	<b>9196,0</b>	<b>0,125</b>	<b>11652,00</b>	<b>0,114</b>	<b>11652,00</b>	<b>0,114</b>
СЦТ от котельной №2	Надземная	1458,0	0,105	998,00	0,100	998,00	0,100
	Подземная	6263,0	0,104	6263,00	0,104	6263,00	0,104
	<b>Итого</b>	<b>7721,0</b>	<b>0,104</b>	<b>7261,00</b>	<b>0,103</b>	<b>7261,00</b>	<b>0,103</b>
<b>Всего</b>	<b>Надземная</b>	<b>1972,0</b>	<b>0,097</b>	<b>8878,0</b>	<b>0,113</b>	<b>8878,0</b>	<b>0,113</b>
	<b>Подземная</b>	<b>14945,0</b>	<b>0,118</b>	<b>10035,0</b>	<b>0,107</b>	<b>10035,0</b>	<b>0,107</b>
	<b>Итого</b>	<b>16917,0</b>	<b>0,116</b>	<b>18913,0</b>	<b>0,110</b>	<b>18913,0</b>	<b>0,110</b>

В 2011 г. основная доля (88,34 %) тепловых сетей подземного типа прокладки. После проведения капитального ремонта тепловых сетей доля подземного типа снизилось до 53,06 %.

### 1.3.3 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлический режим тепловых сетей основывается на гидравлическом расчете. Основной задачей гидравлического расчета тепловых сетей является определение диаметров трубопроводов участков тепловой сети, потерь давления (напора) по всей сети и на отдельных ее участках.

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

После составления расчетной схемы принимают удельные потери давления по длине  $K_L$ : для расчетной, главной магистрали водяных тепловых сетей - 30...80 Па/м, ответвлений водяных тепловых сетей – по расчетному давлению, но не более 300 Па/м; паропроводов – 70... 150 Па/м; конденсато-проводов - 20...60 Па/м.

Результаты гидравлического режима представлены в табл. 1.8. В данном случае гидравлический расчет и разработка гидравлического режима осуществлялось в разрабатываемой электронной модели на программно-расчетном комплексе для систем теплоснабжения ZuluThermo. Пьезометрические графики представлены в прил. 1.

Таблица 1.25 – Результаты гидравлического расчета СЦТ от котельной №1 (параметры по теплосети)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр по- дающего тру- бопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Расход во- ды в пода- ющем тру- бопроводе, т/ч	Потери напора в подающем трубопро- воде, м	Удельные линейные потери напо- ра в под.тр- де, мм/м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Котельная №1	ТУ Кот. №1	15	0,2	Надземная	249,692	1,121	39,397	2,31
ТУ Кот. №1	ТК1	24	0,2	Надземная	212,452	0,877	28,536	1,966
ТК1	ТУ18	70	0,2	Надземная	106,02	0,547	7,13	0,981
ТУ18	ТУ19	12	0,1	Надземная	10,812	0,044	3,004	0,408
ТУ19	ж/д ул. Терешковой, 22	38	0,1	Надземная	6,548	0,051	1,113	0,247
ТУ19	ж/д ул. Терешковой, 20	54	0 07	Надземная	4,264	0,195	3,193	0,335
ТУ18	ТУ20	129	0,2	Надземная	95,208	0,819	5,754	0,881
ТУ20	д/с ул. Терешковой, 20а	32	0,05	Надземная	4,668	0,808	23,579	0,735
ТУ20	ТУ28	107	0,2	Надземная	39,888	0,129	1,02	0,369
ТУ28	ж/д ул. Терешковой, 8	24	0,08	Надземная	7,44	0,152	4,709	0,444
ТУ28	ТК14	20	0,2	Надземная	32,448	0,018	0,678	0,3
ТУ29	ж/д ул. Нижняя, 23	110	0,08	Надземная	4,352	0,192	1,627	0,259
ТУ29	отпай на ж/д №21	3	0,15	Надземная	21,776	0,011	1,402	0,361
отпай на ж/д №21	ж/д ул. Нижняя, 21	30	,05	Подвальная	5,86	1,197	37,092	0,923
отпай на ж/д №21	ТУ30	60	0,15	Надземная	15,916	0,052	0,754	0,264
ТУ30	ж/д ул. Терешковой, 6	3	0,05	Надземная	1,88	0,02	3,873	0,296
ТУ30	ТУ31	62	0,15	Надземная	14,036	0,042	0,588	0,232
ТУ31	ТУ32	38	0,15	Надземная	2,484	0,02	0,467	0,207
ТУ32	ТУ33	34	0,1	Надземная	6,368	0,039	1,053	0,241
ТУ33	ТУ34	44	0,1	Надземная	5,024	0,031	0,66	0,19
ТУ34	т.1	55	0,1	Надземная	3,62	0,02	0,347	0,137
т.1	ж/д ул. Терешковой, 1	3	0,08	Надземная	3,62	0,008	1,131	0,216
ТУ34	ж/д ул. Терешковой, 2	2	0,05	Надземная	1,404	0,009	2,175	0,221
ТУ33	ж/д ул. Терешковой, 3	2	0,05	Надземная	1,344	0,008	1,996	0,212
ТУ32	ж/д ул. Терешковой, 4	2	0,05	Надземная	1,404	0,009	2,175	0,221
ТУ31	ж/д ул. Терешковой, 5	2	0,05	Надземная	1,552	0,011	2,651	,244
ТУ32	д/с ул. Терешковой, 17а	53	0,08	Надземная	4,712	0,113	1,904	0,281

Продолжение табл. 1.25

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ20	ТУ21	33	0,2	Надземная	50,652	0,065	1,639	0,469
ТУ25	ТУ26	20	0,15	Надземная	23,628	0,041	1,648	0,391
ТУ24	ТУ25	78	0,15	Надземная	38,148	0,353	4,27	0,632
ТУ23	ТУ24	27	0,2	Надземная	41,116	0,036	1,083	0,38
ТУ22	ТУ23	35	0,2	Надземная	45,524	0,055	1,326	0,421
ТУ21	ТУ22	4	0,2	Надземная	47,532	0,015	1,445	0,44
ТУ21	ж/д ул. Терешковой, 21	10	0,07	Надземная	3,12	0,026	1,721	0,245
ТУ22	ж/д ул. Терешковой, 18	15	0,08	Надземная	2,008	0,007	0,355	0,12
ТУ23	ж/д ул. Терешковой, 17	10	0,07	Надземная	4,408	0,046	3,41	0,346
ТУ24	ж/д ул. Терешковой, 15	10	0,07	Надземная	2,968	0,021	1,559	0,233
ТУ26	ж/д ул. Терешковой, 7	10	0,07	Надземная	3,996	0,043	2,808	0,313
ТУ26	ТУ27	31	0,1	Надземная	19,632	0,36	9,834	0,742
ТУ27	ж/д ул. Терешковой, 26	6	0,1	Надземная	6,744	0,014	1,179	0,255
ТУ25	РДК ул. Терешковой, 7а	77	0,07	Надземная	14,52	3,071	36,533	1,139
ТК1	ТК2	15	0,2	Подземная канальная	23,384	0 008	0,355	0,216
ТК2	отпай на А/з по ул. Терешковой	115	0,2	Подземная канальная	20,66	0,034	0,278	0,191
отпай на А/з по ул. Терешковой	Админ здание по ул. Терешковой	20	0,15	Подвальная	7,832	0,005	0,187	0,13
ТК3	ТК4	129	0,1	Подземная канальная	6,164	0,1 5	0,987	0,233
ТК3	ж/д ул. Терешковой, 24	5	0,07	Подземная канальная	6,664	0,066	7,747	0,523
ТК2	ж/д ул. Терешковой, 23	24	0,04	Подземная канальная	2,724	0,704	27,391	0,684
ТУ Кот. №1	ТУ1	24	0,125	Надземная	37,24	0,336	10,718	0,893
ТУ1	ТУ2	53	0,08	Надземная	4,2	0,087	1,517	0,25
ТУ1	ТК3	24	0,125	Надземная	33,04	0,234	8,445	0,792
ТК3	ТУ4	34	0,1	Надземная	27,624	0,714	19,421	1,043
ТУ4	Лицей №1 ул. Ленина, 18	5	0,07	Надземная	18,756	0,52	60,879	1,471
т.3	ДЮСШ ул. Ленина, 20	39	0,05	Подземная канальная	8 868	3,596	84,741	1,396
ТК3	ТУ5	182	0,1	Подземная канальная	5,416	0,15	0,765	0,205
ТУ5	отпай на туалет	10	0,1	Надземная	3,212	0,003	0,274	0,121
ТК6	ж/д ул. Горячкина, 10	8	0,1	Подземная канальная	3,92	0,005	0,405	0,148
ТК1	ТК5	58	0,2	Подземная канальная	83,048	0,284	4,383	0,768
ТК5	ТК6	46	0,08	Подземная канальная	14,32	0,833	17,323	0,854



Продолжение табл. 1.25

1	2	3	4	5	6	7	8	9
TK5	TK9	12	0,2	Подземная канальная	68,728	0,056	3,007	0,636
TK10	ж/д ул. Горячкина, 8	12	0,05	Подземная канальная	3,328	0,1 2	12,027	0,524
TK10	TK11	10	0,2	Подземная канальная	64,504	0,044	2,651	0,597
TK11	TK12	20	0,08	Подземная канальная	7,792	0,114	5,161	0,465
TK12	ж/д ул. Горячкина, 6	6	0,05	Надземная	3,084	0,085	10,338	0,486
TK12	отпай на ж/д №4	41	0,08	Подземная канальная	4,708	0,082	1,901	0,281
отпай на ж/д №4	ж/д ул. Горячкина, 4	5	0,05	Подземная канальная	2,76	0,06	8,292	0,435
отпай на ж/д №4	ж/д ул. Горячкина, 2	10	0,05	Подземная канальная	1,948	0,051	4,156	0,307
TK11	ТУ7	98	0,2	Подземная канальная	56,712	0,228	,052	0,525
ТУ7	TK13	47	0,1	Подземная канальная	11,796	0,188	3,571	0,446
TK13	ТУ ж/д №7	10	0,1	Подземная канальная	9,44	0,042	2,295	0,357
TK13	д/с ул. Республик, 7а	74	0,1	Надземная	2,356	0,013	0,15	0,089
ТУ7	ж/д ул. Горячкина, 5	33	0,05	Подземная канальная	3,132	0,388	10,66	0,493
ТУ7	ж/д ул. Горячкина, 3	10	0,05	Подземная канальная	3,312	0,16	11,912	0,521
ТУ7	ТУ8	60	0,15	Надземная	38,472	0,301	4,343	0,637
ТУ8	ТУ9	17	0,08	Надземная	10,396	0,175	9,156	0,62
ТУ9а	Адм. ЧМР ул. Победы, 1	5	0,05	Надземная	8,232	0,532	73,048	1,296
ТУ9а	МФЦ ул. Победы, 3	5	0,05	Надземная	0,924	0,007	0,955	0,145
ТУ8	ТУ10	146	0,15	Надземная	28,076	0,36	2,321	0,465
ТУ10	ТУ11	65	0,1	Надземная	1,896	0,007	0,098	0,072
ТУ11	ж/д ул. Московская, 6	14	0,05	Надземная	0,98	0,017	1,0 2	0,154
ТУ11	ж/д ул. Московская, 7	44	0,05	Надземная	0,916	0,043	0,939	0,144
ТУ10	ТУ12	38	0,15	Надземная	26,18	0,086	2,02	0,434
ТУ12	ж/д ул. Победы, 13	34	0,08	Надземная	2,224	0,018	0,434	0,133
ТУ12	ТУ13	34	0,15	Надземная	23,956	0,065	1,694	0,397
ТУ13	ж/д ул. Победы, 15	10	0,1	Надземная	4,792	0,009	0,601	0,181
ТУ13	ТУ14	58	0,15	Надземная	19,164	0,068	1,088	0,317
ТУ14	т. 1	78	0,08	Надземная	3,048	0,066	0,806	0,182
т. 1	ж/д ул. Почтовая, 3	6	0,07	Надземная	3,048	0,016	1,643	0,239
ТУ14	ТУ15	38	0,15	Надземная	16,116	0,04	0,772	0,267
ТУ15	Почта России ул. Почтовая, 2	15	0,15	Надземная	1,4	0	0,007	0,023
ТУ15	ТУ16	24	0,15	Надземная	11,252	0,011	0,38	0,186

Продолжение табл. 1.25

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ16	ТУ17	10	0,15	Надземная	8,116	0,003	0,2	0,134
ТУ16	Ростелеком ул. Почтовая, 2	25	0,1	Надземная	3,136	0,008	0,262	0,118
ТУ15	т. 2	64	0,125	Надземная	3,464	0,007	0,099	0,083
т. 2	ЦРБ ул. Победы, 12	2	0,07	Надземная	3,464	0,012	2,116	0,272
ТУ5	ТУ6	41	0,07	Надземная	2,204	0,04	0,867	0,173
ТУ6	Гараж	5	0,032	Надземная	0,32	0,008	1,358	0,129
ТУ6	Адм п/г Чамзинка	45	0,05	Надземная	1,884	0,193	3,89	0,297
ТУ27	отпай на ж/д № 19	99	0,1	Надземная	12,888	0,445	4,257	0,487
отпай на ж/д № 19	ж/д ул. Терешковой, 19	3	0,07	Подвальная	7,336	0,061	9,377	0,575
отпай на ж/д № 19	ж/д ул. Терешковой, 25	75	0,08	Надземная	5,552	0,219	2,635	0,331
ТК6	ТК7	30	0,08	Подземная канальная	10,4	0,294	9,163	0,62
ТК7	ж/д ул. Горячкина, 12	45	0,08	Подземная канальная	5,032	0,111	2,168	0,3
ТК7	ТК8	70	0,08	Подземная канальная	5,368	0, 78	2,465	0,32
ТУ9	ТУ9а	38	0,08	Надземная	9,156	0,285	7,112	0,546
ТУ9	гараж	5	0,05	Надземная	1,24	0,012	1,703	0,195
ТУ17	ж/д ул. Республик., 13а	332	0,08	Надземная	7,176	1,51	4,383	0,428
ТУ17	ж/д ул. Победы, 19	30	0,05	Надземная	0,94	0,034	0,988	0,148
ТУ2	Библиотека ул. Ленина, 12	5	0,05	Надземная	2,1	0,035	4,822	0,331
ТУ2	Нач.школа ул. Ленина, 12	25	0,05	Надземная	2,1	0,131	4,822	0,331
ТУ4	т.3	104	0,1	Надземная	8,868	0,233	2,027	0,335
отпай на А/з по ул. Терешковой	ТК3	71	0,125	Подземная канальная	2,828	0,106	1,289	0,308
ТК14	ТУ29	35	0,2	Надземная	26,128	0,018	0,442	0,242
ТК14	ж/д ул. Терешковой, 9	43	0,08	Подземная канальная	6,32	0,168	3,406	0,377
отпай на туалет	ДМШ ул. Ленина, 10	52	0,1	Надземная	3,212	0,016	0,274	0,121
ТК4	МВД РФ ул. Республ, 24	145	0,07	Надземная	6,164	1,008	6,634	0,484
ТК9	ТК10	45	0,2	Подземная канальная	67,832	0,151	2,93	0,628
ТК9	ДШИ ул. Терешковой, 23а	12	0,032	Подземная канальная	0,896	0,137	10,337	0,361
ТК8	ж/д ул. Горячкина, 14	50	0,08	Подземная канальная	5,368	0, 33	2,465	0,32
ТУ ж/д №7	ж/д ул. Горячкина, 7	5	0,1	Подвальная	9,44	0,024	2,295	0,357

Таблица 1.26 – Результаты гидравлического расчета СЦТ от котельной №1 (параметры у потребителя)

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м
1	2	3	4	5	6	7	8
ж/д ул. Терешковой, 22	0,1637	6,548	14,493	9,718	15,72	43,36	27,64
ж/д ул. Терешковой, 20	0,1066	4,264	11,783	9,431	15,43	43,22	27,78
д/с ул. Терешковой, 20а	0,1167	4,668	13,452	6,654	12,65	41,83	29,17
ж/д ул. Терешковой, 8	0,186	7,44	16,37	7,707	13,71	42,35	28,65
ж/д ул. Нижняя, 23	0,1088	4,352	12,583	7,554	13,55	42,28	28,72
ж/д ул. Нижняя, 21	0,1465	5,86	15,791	5,523	11,52	41,26	29,74
ж/д ул. Терешковой, 6	0,047	1,88	8,212	7,773	13,77	42,39	28,61
ж/д ул. Терешковой, 1	0,0905	3,62	11,499	7,495	13,49	42,25	28,75
ж/д ул. Терешковой, 2	0,0351	1,404	7,152	7,532	13,53	42,27	28,73
ж/д ул. Терешковой, 3	0,0336	1,344	6,983	7,596	13,6	42,3	28,7
ж/д ул. Терешковой, 4	0,0351	1,404	7,12	7,671	13,67	42,34	28,66
ж/д ул. Терешковой, 5	0,0388	1,552	7,477	7,707	13,71	42,35	28,65
д/с ул. Терешковой, 17а	0,1178	4,712	13,133	7,464	13,46	42,23	28,77
ж/д ул. Терешковой, 21	0,078	3,12	10,474	8,088	14,09	42,54	28,46
ж/д ул. Терешковой, 18	0,0502	2,008	8,401	8,096	14,1	42,55	28,45
ж/д ул. Терешковой, 17	0,1102	4,408	12,52	7,907	13,91	42,45	28,55
ж/д ул. Терешковой, 15	0,0742	2,968	10,281	7,884	13,88	42,44	28,56
ж/д ул. Терешковой, 7	0,0999	3,996	12,266	7,054	13,05	42,03	28,97
ж/д ул. Терешковой, 26	0,1686	6,744	16,332	6,393	12,39	41,7	29,3
ж/д ул. Терешковой, 25	0,1388	5,552	15,686	5,092	11,09	41,05	29,95
РДК ул. Терешковой, 7а	0,363	14,52	37,39	1,079	7,08	39,04	31,96
Админ здание по ул. Терешковой	0,1958	7,832	15,399	10,91	16,91	43,95	27,05
ж/д ул. Терешковой, 24	0,1666	6,664	14,314	10,577	16,58	43,79	27,21
ж/д ул. Терешковой, 23	0,0681	2,724	9,381	9,58	15,58	43,29	27,71
Лицей №1 ул. Ленина, 18	0,4689	18,756	24,902	9,148	15,15	43,07	27,93
ДЮСШ ул. Ленина, 20	0,2217	8,868	23,612	2,53	8,53	39,77	31,23
ДМШ ул. Ленина, 10	0,0803	3,212	9,78	11,279	17,28	44,14	26,86

Продолжение табл. 1.26

1	2	3	4	5	6	7	8
ж/д ул. Горячкина, 10	0,098	3,92	11,509	8,759	14,76	42,88	28,12
ж/д ул. Горячкина, 14	0,1342	5,368	13,973	7,56	13,56	42,28	28,72
ж/д ул. Горячкина, 12	0,1258	5,032	13,355	7,96	13,96	42,48	28,52
ж/д ул. Горячкина, 8	0,0832	3,328	10,343	9,678	15,68	43,34	27,66
ж/д ул. Горячкина, 6	0,0771	3,084	9,994	9,534	15,53	43,27	27,73
ж/д ул. Горячкина, 4	0,069	2,76	9,483	9,42	15,42	43,21	27,79
ж/д ул. Горячкина, 2	0,0487	1,948	7,963	9,439	15,44	43,22	27,78
ж/д ул. Горячкина, 7	0,236	9,44	17,754	8,969	14,97	42,98	28,02
д/с ул. Республик, 7а	0,0589	2,356	8,844	9,074	15,07	43,04	27,96
ж/д ул. Горячкина, 5	0,0783	3,132	10,305	8,7	14,7	42,85	28,15
ж/д ул. Горячкина, 3	0,0828	3,312	10,462	9,156	15,16	43,08	27,92
Адм. ЧМР ул. Победы, 1	0,2058	8,232	17,709	6,89	12,89	41,94	29,06
МФЦ ул. Победы, 3	0,0231	0,924	5,726	7,94	13,94	42,47	28,53
ж/д ул. Московская, 6	0,0245	0,98	5,867	8,105	14,1	42,55	28,45
ж/д ул. Московская, 7	0,0229	0,916	5,681	8,053	14,05	42,53	28,47
ж/д ул. Победы, 13	0,0556	2,224	8,883	7,944	13,94	42,47	28,53
ж/д ул. Победы, 15	0,1198	4,792	13,086	7,831	13,83	42,42	28,58
ж/д ул. Почтовая, 3	0,0762	3,048	10,532	7,55	13,55	42,28	28,72
Почта России ул. Почтовая, 2	0,035	1,4	7,118	7,633	13,63	42,32	28,68
ж/д ул. Республик., 13а	0,1794	7,176	18,305	4,587	10,59	40,79	30,21
Ростелеком ул. Почтовая, 2	0,0784	3,136	10,667	7,596	13,6	42,3	28,7
ЦРБ ул. Победы, 12	0,0866	3,464	11,211	7,596	13,6	42,3	28,7
МВД РФ ул. Республ, 24	0,1541	6,164	14,574	8,421	14,42	42,71	28,29
Гараж (адм. г.п.)	0,008	0,32	2,819	16,22	17,22	44,11	26,89
Адм п/г Чамзинка	0,0471	1,884	7,562	10,852	16,85	43,93	27,07
ж/д ул. Терешковой, 19	0,1834	7,336	17,761	5,408	11,41	41,2	29,8
Гараж (админ.)	0,031	1,24	6,522	8,5	14,5	42,75	28,25
ж/д ул. Победы, 19	0,0235	0,94	5,851	7,538	13,54	42,27	28,73
Библиотека ул. Ленина, 12	0,0525	2,1	7,812	11,841	17,84	44,42	26,58
Нач.школа ул. Ленина, 12	0,0525	2,1	7,844	11,648	17,65	44,32	26,68
ж/д ул. Терешковой, 9	0,158	6,32	15,121	7,64	13,64	42,32	28,68
ДШИ ул. Терешковой, 23а	0,0224	0,896	5,316	10,05	16,05	43,52	27,48

Таблица 1.27 – Результаты гидравлического расчета СЦТ от котельной №2 (параметры по теплосети)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с
Котельная №2	ТУ1	27	0,15	Надземная	63,016	0,367	11,606	1,044
ТУ1	ТК1	35	0,15	Надземная	37,6	0,164	4,149	0,623
ТК1	Д/с ул. Микрорайон-6, 10а	44	0,05	Подземная канальная	4,528	1,027	22,192	0,713
ТК1	ТК3	208	0,15	Подземная канальная	18,872	0,234	1,056	0,313
ТК3	ж/д ул. Микрорайон-6, 4	23	0,08	Подземная канальная	9,012	0,187	6,891	0,537
ТК3	ТК4	272	0,1	Подземная канальная	9,86	0,708	2,502	0,372
ТК4	ж/д ул. Дальняя, 4а	34	0,07	Подземная канальная	4,296	0,121	3,241	0,337
ТК4	ж/д ул. Зеленая, 8а	100	0,1	Подземная канальная	5,564	0,089	0,807	0,21
ТК1	ТК2	80	0,1	Подземная канальная	14,2	0,442	5,162	0,536
ТК2	ж/д ул. Микрорайон-6, 5	20	0,08	Подземная канальная	9,136	0,171	7,081	0,545
ТК2	ж/д ул. Микрорайон-6, 5а	20	0,08	Подземная канальная	5,064	0,053	2,196	0,302
ТУ1	ТК5	60	0,15	Надземная	25,416	0,132	1,905	0,421
ТК6	ж/д ул. Микрорайон-6, 10	10	0,05	Подземная канальная	5,608	0,417	33,981	0,883
ТК7	ж/д ул. Микрорайон-6, 17	30	0,07	Подземная канальная	5,256	0,162	4,835	0,412
ТК7	ТК8	64	0,125	Подземная канальная	14,552	0,118	1,655	0,349
ТК9	ТК10	85	0,1	Подземная канальная	8,48	0,163	1,855	0,32
ТК8	ТК9	74	0,1	Подземная канальная	12,012	0,284	3,702	0,454
ТК8	ж/д ул. Микрорайон-6, 18	10	0,07	Подземная канальная	2,54	0,015	1,147	0,199
ТК9	ж/д ул. Микрорайон-6, 19	10	0,07	Подземная канальная	3,532	0,03	2,199	0,277
ТК6	ТК7	639	0,15	Подземная канальная	19,808	0,796	1,162	0,328
ТК10	ТК11	14	0,1	Подземная канальная	4,164	0,008	0,456	0,157
ТК10	ж/д ул. Микрорайон-6, 22	55	0,1	Надземная	4,316	0,031	0,489	0,163
ТК5	ТК6	20	0,15	Подземная канальная	25,416	0,047	1,905	0,421
ТК11	ж/д ул. Микрорайон-6, 21	12	0,07	Подземная канальная	4,164	0,047	3,046	0,327

Таблица 1.28 – Результаты гидравлического расчета СЦТ от котельной №2 (параметры у потребителя)

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м
Д/с ул. Микрорайон-6, 10а	0,1132	4,528	13,664	5,882	11,88	38,44	26,56
ж/д ул. Микрорайон-6, 4	0,2253	9,012	18,395	7,093	13,09	39,05	25,95
ж/д ул. Дальняя, 4а	0,1074	4,296	13,351	5,809	11,81	38,4	26,6
ж/д ул. Зеленая, 8а	0,1391	5,564	15,152	5,873	11,87	38,44	26,56
ж/д ул. Микрорайон-6, 5	0,2284	9,136	18,78	6,711	12,71	38,86	26,14
ж/д ул. Микрорайон-6, 5а	0,1266	5,064	13,861	6,947	12,95	38,97	26,03
ж/д ул. Микрорайон-6, 10	0,1402	5,608	14,521	7,073	13,07	39,04	25,96
ж/д ул. Микрорайон-6, 22	0,1079	4,316	13,808	5,124	11,12	38,06	26,94
ж/д ул. Микрорайон-6, 17	0,1314	5,256	14,654	5,992	11,99	38,5	26,5
ж/д ул. Микрорайон-6, 21	0,1041	4,164	13,595	5,076	11,08	38,04	26,96
ж/д ул. Микрорайон-6, 18	0,0635	2,54	10,163	6,049	12,05	38,52	26,48
ж/д ул. Микрорайон-6, 19	0,0883	3,532	12,299	5,452	11,45	38,23	26,77

### 1.3.4 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя

Расчет и обоснование нормативов технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях ООО «ТЭС» г.п. Чамзинка производится в соответствии с «Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 325, зарегистрированным в Минюсте РФ 16.03.2009 г. № 13513. Нормируемые часовые среднегодовые тепловые потери через изоляцию трубопроводов тепловых сетей определяются по всем участкам тепловой сети (при среднегодовых условиях).

Нормируемые месячные часовые потери определяются исходя из 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.

Фактические годовые потери тепловой энергии через тепловую изоляцию определяются путем суммирования фактических тепловых потерь по участкам тепловых сетей с учетом пересчета нормативных часовых среднегодовых тепловых потерь на их фактические среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки применительно к фактическим среднемесячным условиям работы тепловых сетей:

- фактических среднемесячных температур воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенных по эксплуатационному температурному графику при фактической среднемесячной температуре наружного воздуха;

- среднегодовой температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенной как среднеарифметическое из фактических среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь год работы сети;

- среднемесячной и среднегодовой температуре грунта на глубине заложения теплопроводов;

- фактической среднемесячной и среднегодовой температуре наружного воздуха за год.

Кроме того в ходе анализа производственных показателей, подключенной тепловой нагрузки и теплового потребления полученных на основе приборного учета, а также на основании замечаний параметров теплоносителя, температуры наружного воздуха и температуры внутреннего воздуха в помещениях портативными приборами определены фактические потери за анализируемый период.

Динамика изменения тепловых потерь с разбивкой на составляющие по СЦТ от котельной №1 и СЦТ от котельной №2 г.п. Чамзинка представлена в таблице 1.29 для плановых потерь и в таблице 1.30 для фактических потерь. В таблицах использованы следующие обозначения:  $Q_{ут}$  – тепловые потери с утечками;  $Q_{из}$  – тепловые потери через изоляцию;  $Q_{тех}$  – тепловые потери со сбросами сетевой воды и заполнениями отключенных участков трубопроводов после ремонтов и ликвидации дефектов. В таблице 1.29, 1.30 представлены отчетные потери тепловой энергии в теплосети за 2011-2013 г.г, а также результаты анализа выполненной для определения фактических тепловых нагрузок и фактических тепловых потерь в теплосети на основе расчетно-экспериментального метода.

Ниже приведен анализ динамики изменения тепловых потерь по годам.

В 2011 г. суммарные отчетные тепловые потери составили 3396,36 Гкал в т.ч. в тепловых сетях СЦТ от котельной №1 – 1771,64 Гкал и составляют 101,2 % от нормативных по данной системе. Соизмеримость отчетных и нормативных потерь обусловлен их получением. Отчетные потери принимаются нормативными скорректированными на отпуск тепловой энергии в сеть и продолжительности отопительного периода. Потери тепловой энергии при фактических температурах наружного воздуха и продолжительности отопительного периода соизмеримы с нормативными и составляют соответственно по СЦТ от котельной №1 – 1687,16 Гкал (96,33 %) и по СЦТ от котельной №2 – 1685,28 Гкал (97,2 %).

В 2011 г. в СЦТ от котельной №1, №2 проведена реконструкция котельных с полной заменой основного и вспомогательного оборудования. Кроме того частично тепловые сети переложены

ны в том числе и из подземного типа в надземное, восстановлены циркуляционные линии ГВС и проложены сети ГВС до школы. Нормативные тепловые потери тепловой энергии в теплосети на 2012 г. составили 3164,8 Гкал (90,8 % от 2011 г.). При этом отчетные тепловые потери выше нормативных и составили 3407,98 Гкал. Нормативные потери на 2013 г. остаются без изменения. При этом потери тепловой энергии в теплосети при фактических температурах наружного воздуха и продолжительности отопительного периода как в 2012 г. так и в 2013 г. ниже нормативных и соответственно составляют 3039,63 Гкал и 3106,8 Гкал.

Между тем проведенный анализ производственных показателей, показаний узлов коммерческого учета потребленной тепловой энергии абонентами и отпущенной тепловой энергии в сеть за январь 2014 г. показал на отличие фактических и нормативных потерь. По СЦТ от котельной №1 фактические потери составили 196,5 Гкал или 68,99 % от нормативного. По СЦТ от котельной №2 фактические потери составили 228,34 Гкал или 107,35 % от нормативных.



Таблица 1.29 – Годовые нормативные технологические потери тепловой энергии в теплосети

Наименование СЦТ	Тип теплоносителя, его параметры	2011 г			2012 г.			2013 г.		
		через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
СЦТ от котельной №1	горячая вода	1658,78	92,64	1751,43	1574,42	86,39	1660,81	1574,42	86,39	1660,81
СЦТ от котельной №2	горячая вода	1678,16	56,29	1734,44	1458,80	45,19	1503,99	1458,80	45,19	1503,99
<b>Всего</b>		<b>3336,94</b>	<b>148,93</b>	<b>3485,87</b>	<b>3033,22</b>	<b>131,58</b>	<b>3164,80</b>	<b>3033,22</b>	<b>131,58</b>	<b>3164,80</b>

Таблица 1.30 – Годовые технологические потери тепловой энергии в теплосети при фактических температурах воздуха

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Тип теплоносителя, его параметры	2011 г			2012 г.			2013 г.		
		через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего	через изоляцию	с затратами теплоносителя	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
СЦТ от котельной №1	горячая вода	1597,36	89,80	1687,16	1507,70	82,82	1590,52	1535,95	84,10	1620,05
СЦТ от котельной №2	горячая вода	1630,62	54,67	1685,28	1405,71	43,40	1449,11	1442,71	44,05	1486,76
<b>Всего</b>		<b>3227,98</b>	<b>144,47</b>	<b>3372,44</b>	<b>2913,41</b>	<b>126,21</b>	<b>3039,63</b>	<b>2978,66</b>	<b>128,14</b>	<b>3106,80</b>

Таблица 1.31 – Годовые отчетные потери тепловой энергии в теплосети

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Тип теплоносителя, его параметры	2011 г	2012 г.	2013 г.
СЦТ от котельной №1	горячая вода	1771,64	1751,41	1728,68
СЦТ от котельной №2	горячая вода	1624,72	1656,57	1656,57
<b>По ЭСО в целом</b>	<b>горячая вода</b>	<b>3396,36</b>	<b>3407,98</b>	<b>3385,25</b>

Таблица 1.32 – Нормативные и фактические потери тепловой энергии в теплосети за анализируемый период (январь 2014 г.)

Наименование теплоснабжающей и теплосетевой организации	Тип теплоносителя, его параметры	Фактический полезный отпуск тепловой энергии, Гкал	Нормативные технологические потери тепловой энергии при ее передаче по теплосети		Фактические технологические потери тепловой энергии при ее передаче по теплосети	
			Гкал	%	Гкал	%
СЦТ от котельной №1	горячая вода	2597,47	284,79	9,88%	196,50	7,03%
СЦТ от котельной №2	горячая вода	805,47	212,7	20,89%	228,34	22,09%
<b>По ЭСО в целом</b>	<b>горячая вода</b>	<b>3402,94</b>	<b>497,49</b>	<b>12,75%</b>	<b>424,83</b>	<b>11,10%</b>

#### **1.4 Зоны действия источников тепловой энергии**

##### **1.4.1 Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, включая перечень котельных, находящихся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения**

На территории г.п. Чамзинка на нужды теплоснабжения населения находятся шесть источников тепловой энергии – котельная №1 - ООО «ТЭС», котельная №2 - ООО «ТЭС», котельная по ул. Большая, 2а - ООО «ТЭС», котельная Большая, 12-ООО «ТЭС», котельная по ул. Мира, 3 - ООО «ТЭС», котельная Мира, 7 - ООО «ТЭС».

Таким образом, в зоне действия котельных находится вся территория г.п.Чамзинка. Котельные расположены по всей территории поселка. В котельных установлено основное и вспомогательное оборудование перечень которого приведен в табл.1.1. В состав котельных входит: здания, сооружения топливоподачи, дымовая труба с надземными газопроводами, баки-аккумуляторы воды, инженерные сети и коммуникации. Установленная мощность котельных 12,31 Гкал/ч.

Количество подключенных (зданий) вводов на четвертый квартал 2013 г. составляет около 99 шт. Средний радиус теплоснабжения для котельной и подключенных абонентов составляет 1000 м. Данные по радиусу действия приведен в табл.1.33. Средний радиус теплоснабжения – отношение оборота тепла к суммарной расчетной тепловой нагрузке всех абонентов, характеризующее собой среднюю удаленность абонентов от источника теплоснабжения или расстояние от этого источника до центра тяжести тепловых нагрузок всех абонентов сетей.

Оборот тепла (теоретический) отражает ту степень транзита тепла, которая является неизбежной при заданном расположении абонентов относительно источника теплоснабжения. При определении теоретического оборота тепла принимается векторная длина от теплоисточника до каждого потребителя. Для определения фактического оборота тепла используется фактическая длина тепломагистрали от источника до каждого абонента. Протяженность трубопровода от источника до наиболее отдаленного потребителя составляет 1240 м.

##### **1.4.1.1 Зона котельной №1 ООО «ТЭС»**

Система централизованного теплоснабжения (СЦТ) состоит из одной котельной №1 расположенной в г.п.Чамзинка. Зона действия котельной №1 являются дома расположенные на ул. Терешковой дома (№1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 и 7а, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 и 17а, 18, 19, 20 и 20а, 21, 22, 23 и 23а, 24 и 24а) а также дома по ул. Республиканская, 24 и 13а, по ул. Победы дома (№1 и 1а, 3, 12, 15, 19), по ул. Ленина дома (№18, 12, 10, 20) и дома по ул. Почтовая, №2 и №3, а также по ул. Горячкина дома (№6, 7и7а, 8, 10, 12, 14, 6, 3 и 2).

Распределение зон действия источников теплоснабжения СЦТ по улицам проекта планировки приведено в таблице 1.15.

Таблица 1.33 – Наименование районов проекта планировки

№ п/п	Наименование улиц планировки	Наименование источника теплоснабжения
1.1.	Терешковой	Котельная №1
1.2.	Победы	
1.3.	Республиканская	
1.4.	Ленина	
1.5.	Почтовая	
1.6.	Горячкина	

Распределение нагрузок потребителей по основным направлениям от котельной №1 приведено в таблице 1.34.

Таблица 1.34 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника теплоснабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная №1	6,8839	1002

#### 1.4.1.2 Зона действия котельной №2 ООО «ТЭС»

Система централизованного теплоснабжения (СЦТ) состоит из одной котельной №2 расположенной в г.п.Чамзинка. Зоны действия котельной №2 г.п.Чамзинка обеспечивает тепловой энергией на цели отопления жилищного фонда, объектов социально-культурного и административного назначения расположенным на ул. Дальняя дома (№4а, 13), ул. Зеленая дома №8А, а также дома и административные здания расположенные в 6 микрорайоне), а именно (№4, 5, 5а, 10, 17, 18, 19, 21, 22).

Распределение зон действия источников теплоснабжения СЦТ от котельной №2 по улицам проекта планировки приведено в таблице 1.35.

Таблица 1.35 – Наименование районов проекта планировки

№ п/п	Наименование улиц планировки	Наименование источника теплоснабжения
1.1.	6-й микрорайон	Котельная №2
1.2.	Дальняя	
1.3.	Зеленая	

Распределение нагрузок потребителей по основным направлениям от котельной №2 приведено в таблице 1.36.

Таблица 1.36 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника теплоснабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная №2	2,2008	1240

#### 1.4.1.3 Зона действия котельной по ул. Большая 2а

Котельная по ул. Большая, 2а введена в ввод в 2007г. расположена возле жилого дома по адресу ул. Большая, 2а расположенной в г.п.Чамзинка. Зона действия котельной является обеспечение тепловой энергией жилого дома по ул. Большая, 2а.

Таблица 1.37 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника теплоснабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная по ул. Большая, 2а	0,0956	-

#### 1.4.1.4 Зона действия котельной по ул. Большая 12

Котельная по ул. Большая, 12 введена в ввод в 2007г. расположена возле жилого дома по адресу ул. Большая, 12 расположенной в г.п.Чамзинка. Зона действия котельной является обеспечение тепловой энергией жилого дома по ул. Большая, 12.

Таблица 1.38 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника теплоснабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная по ул. Большая, 12	0,0281	-

#### 1.4.1.5 Зона действия котельной по ул. Мира 3

Котельная по ул. Мира, 3 введена в эксплуатацию в 2007г. расположена возле жилого дома по адресу ул. Мира,3 расположенной в г.п.Чамзинка. Зона действия котельной является обеспечение тепловой энергией жилого дома по ул.Мира,3.

Таблица 1.39 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника тепло-снабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная по ул. Мира,3	0,0313	-

#### 1.4.1.6 Зона действия котельной по ул. Мира 7

Котельная по ул. Мира, 7 введена в эксплуатацию в 2007г. расположена возле жилого дома по адресу ул. Мира,7 расположенной в г.п.Чамзинка. Зона действия котельной является обеспечение тепловой энергией жилого дома по ул.Мира,7.

Таблица 1.40 – Присоединенная нагрузка потребителей

Наименование источника тепло-снабжения	Присоединённая тепловая нагрузка (при средней нагрузке ГВС), Гкал/ч	Радиус действия, м
Котельная по ул. Мира,7	0,0483	-

Суммарная тепловая нагрузка потребителей, подключенных к основным котельным г.п. Чамзинка, расположенных в зонах действия котельных, составляет 9,2881 Гкал/ч.

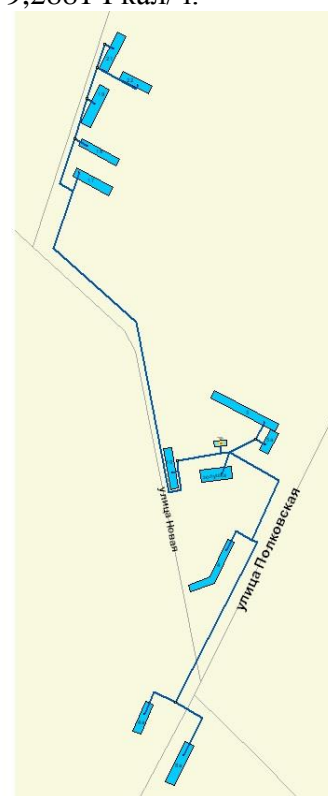


Рисунок 1.8- Зоны действия основных котельных г.п. Чамзинка

#### 1.4.1.7 Зоны действия крышных котельных

Крышные котельные в г.п. Чамзинка отсутствуют.

#### 1.4.1.8 Зоны действия источников прочих муниципальных и ведомственных котельных

Ведомственные и муниципальные энергоисточники осуществляют теплоснабжение соответствующих предприятий и организаций.

#### 1.4.1.9 Зоны действия источников индивидуального теплоснабжения

Зоны действия источников индивидуального теплоснабжения в основном находятся в частном секторе поселка, одного имеется и индивидуальное теплоснабжение в многоквартирных домах. Перечень квартир с индивидуальным отоплением приведены в таблицах раздела 1.5.

#### 1.4.2 Определение эффективного радиуса теплоснабжения

Радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Подключение дополнительной тепловой нагрузки с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии и одновременно к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой то расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Для действующих источников тепловой энергии это означает, что удельные затраты (на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии) являются минимальными.

В основу расчета были положены полуэмпирические соотношения, которые представлены в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938 году. Для приведения указанных зависимостей к современным условиям была проведена дополнительная работа по анализу структуры себестоимости производства и транспорта тепловой энергии в функционирующих в настоящее время системах теплоснабжения. В результате этой работы были получены эмпирические коэффициенты, которые позволили уточнить имеющиеся зависимости и применить их для определения минимальных удельных затрат при действующих в настоящее время ценовых индикаторах.

Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения осуществляется с помощью следующей полуэмпирической зависимости:

$$S = b + \frac{30 \cdot 10^8 \cdot \omega}{R^2 \cdot \Pi} + \frac{95 \cdot R^{0.86} \cdot B^{0.26} \cdot S}{\Pi^{0.62} \cdot H^{0.19} \Delta \tau^{0.38}}$$

где,  $R$  - радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника), км;

$H$  - потеря напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м.вод. ст.;

$b$  - эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб/Гкал/ч;

$s$  - удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб/м<sup>2</sup>;

$B$  - среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км<sup>2</sup>;

$\Pi$  - теплоплотность района, Гкал/чкм<sup>2</sup>;

$\Delta \tau$  - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, оС;

$\varphi$  - поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,3 для ТЭЦ и 1 для котельных.

Дифференцируя полученное соотношение по параметру  $R$ , и приравнявая к нулю производную, можно получить формулу для определения эффективного радиуса теплоснабжения в виде:

$$R_{\text{э}} = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{S}\right)^{0.35} \cdot \frac{H^{0.07}}{B^{0.09}} \cdot \left(\frac{\Delta \tau}{\Pi}\right)^{0.13}$$

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения для котельных №1 и №2 приведены в таблице 1.41.

Таблица 1.41 – Результаты расчета радиуса теплоснабжения

	R-радиус действия главной магистрали (длина главной магистрали), км	H-потери напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м.в.ст.	b-эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб./Гкал/ч	s-удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб/м2	В-среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км2	П-теплотность района, Гкал/ч*км2	T-расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С	w-поправочный коэффициент принимаемый для ТЭЦ равный 1,3, а для котельной равным 1	Rэ
Котельная №1	1002	15	1125000,00	18944,52	3,95	0,64	25	1	1,15
Котельная №2	1240	9	1024000,00	2000,48	2,38	0,24	25	1	2,21

#### 1.4.3.1 Наличие мощностей установленной, подключенной зарезервированной

Мощности котельных, установленная по режимным картам, подключенная, а также зарезервированная в разрезе по котельным представлена в табл. 1.42. Резерв мощности имеется во всех котельных г.п.Чамзинка наибольший резерв имеет котельная №2.

Анализируя мощность котельных г.п.Чамзинка, было определено что общая располагаемая тепловая мощность котельных города составляет –10,46 Гкал/ч.

Таблица 1.42 – Мощности котельных, установленная по режимным картам, подключенная, а также имеющийся резерв в разрезе по котельным

Ведомственная принадлежность,	Наименование котельной, адрес,	Мощность котельной, Гкал/час			Резерв (+)/дефицит (-), Гкал/ч
		Установленная	Располагаемая	Подключенная	
ООО "Тепло-энергосервис"	Котельная №1	8,00	6,80	6,560	0,240
	Котельная №2	3,75	3,19	1,886	1,301
	Котельная по ул. Большая, 2а	0,17	0,14	0,066	0,079
	Котельная по ул. Большая, 12	0,17	0,14	0,028	0,116
	Котельная по ул. Мира, 3	0,13	0,11	0,031	0,078
	Котельная по ул. Мира, 7	0,09	0,07	0,048	0,025

#### 1.4.3.2 Схемы выдачи тепловой мощности котельных

В общем случае котельная установка представляет собой совокупность котла (котлов) и оборудования, включающего следующие устройства:

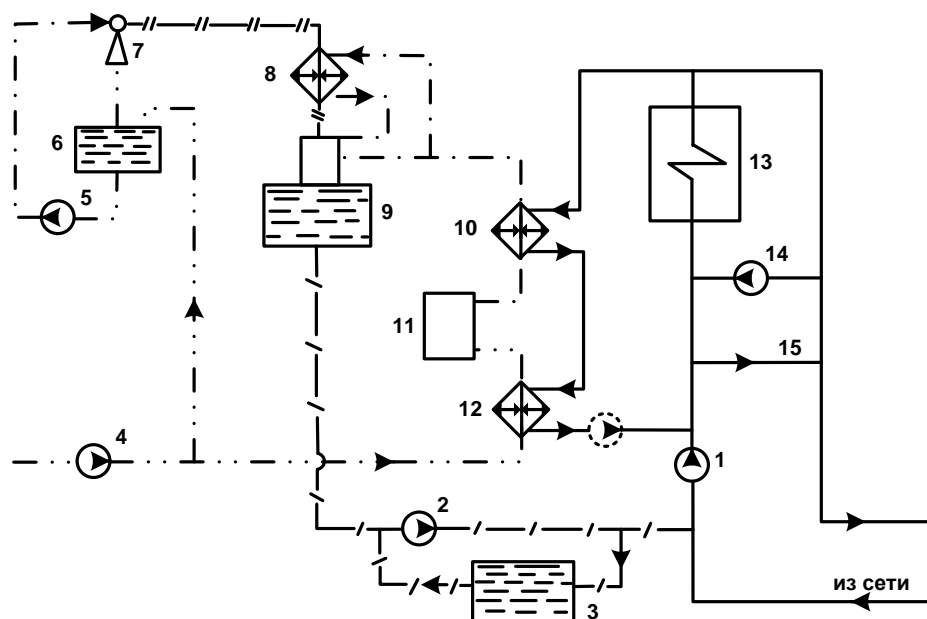
- устройства подачи и сжигания топлива, очистки, химической подготовки и деаэрации воды;
- теплообменные аппараты различного назначения;
- насосы исходной (сырой) воды, сетевые или циркуляционные – для циркуляции воды в системе теплоснабжения, подпиточные – для возмещения воды, расходуемой у потребителя и утечек в тепловых сетях, питательные для подачи воды в паровые котлы, рециркуляционные (подмешивающие);
- баки питательные, конденсационные, баки-аккумуляторы горячей воды;
- дутьевые вентиляторы и воздушный тракт, дымососы, газовый тракт и дымовую трубу;
- устройства вентиляции, системы автоматического регулирования и безопасности сжигания топлива, тепловой щит или пульт управления.

Тепловая схема котельной зависит от вида вырабатываемого теплоносителя и от схемы тепловых сетей, связывающих котельную с потребителями пара или горячей воды, от качества ис-



ходной воды. Водяные тепловые сети бывают двух типов: закрытые и открытые. При закрытой системе вода (или пар) отдает свою теплоту в местных системах и полностью возвращается в котельную. При открытой системе вода (или пар) частично, а в редких случаях полностью отбирается в местных установках. Схема тепловой сети определяет производительность оборудования водоподготовки, а также вместимость баков- аккумуляторов.

В качестве примера приведена принципиальная тепловая схема водогрейных котельных (рис.1.9). Установленный на обратной линии сетевой (циркуляционный) насос обеспечивает поступление питательной воды в котел и далее в систему теплоснабжения. Обратная и подающая линии соединены между собой перемычками – перепускной и рециркуляционной. Через первую из них при всех режимах работы, кроме максимального зимнего, перепускается часть воды из обратной в подающую линию для поддержания заданной температуры.



1 – сетевой насос; 2 – подпиточный насос; 3 – бак подпиточной воды; 4 – насос исходной воды; 5 – насос подачи воды к эжектору; 6 – расходный бак эжекторной установки; 7 – водоструйный эжектор; 8 – охладитель выпора; 9 – вакуумный; 10 – подогреватель химически очищенной воды; 11 – фильтр химводоочистки; 12 – подогреватель исходной воды; 13 – водогрейный котел; 14 – рециркуляционный насос; 15 – линия перепуска.

Рисунок 1.9 – Принципиальная тепловая схема паровой котельной при закрытых сетях

По условиям предупреждения коррозии металла температура воды на входе в котел при работе на газовом топливе должна быть не ниже 60 °С во избежание конденсации водяных паров, содержащихся в уходящих газах. Так как температура обратной воды почти всегда ниже этого значения, то в котельных со стальными котлами часть горячей воды подается в обратную линию рециркуляционным насосом.

В коллектор сетевого насоса из бака поступает подпиточная вода (насос, компенсирующая расход воды у потребителей). Исходная вода, подаваемая насосом, проходит через подогреватель, фильтры химводоочистки и после умягчения через второй подогреватель, где нагревается до 75-80 °С (на малых котельных исходной водой является вода из водопровода, которая не проходит химической очистки на станции). Далее вода поступает в колонку вакуумного деаэратора. Вакуум в деаэраторе поддерживается за счет отсасывания из колонки деаэратора паровоздушной смеси с помощью водоструйного эжектора. Рабочей жидкостью эжектора служит вода, подаваемая насосом из бака эжекторной установки. Пароводяная смесь, удаляемая из деаэраторной головки, проходит через теплообменник – охладитель выпара. В этом теплообменнике происходит конденсация паров воды, и конденсат стекает обратно в колонку деаэратора. Деаэрированная вода самотеком поступает к подпиточному насосу, который подает ее во всасывающий коллектор сетевых насосов или в бак подпиточной воды. Подогрев в теплообменниках химически очищенной и исходной воды осуществляется водой, поступающей из котлов. Во многих случаях насос, установ-

ленный на этом трубопроводе (показан штриховой линией), используется также и в качестве рециркуляционного.

Конденсат паровой сети, возвращенный от потребителей, подается насосом из конденсатного бака в деаэратор. В деаэратор поступает химически очищенная вода и конденсат пароводяного подогревателя химически очищенной воды. Сетевая вода подогревается последовательно в охладителе конденсата паро-водяного подогревателя и в паро-водяном подогревателе.

Во многих случаях в паровых котельных для приготовления горячей воды устанавливают и водогрейные котлы, которые полностью обеспечивают потребность в горячей воде или являются пиковыми. Котлы устанавливают за паро-водяным подогревателем по ходу воды в качестве второй ступени подогрева. Если пароводогрейная котельная обслуживает открытые водяные сети, тепловой схемой предусматривается установка двух деаэраторов – для питательной и подпиточной воды. Для выравнивания режима приготовления горячей воды, а также для ограничения и выравнивания давления в системах горячего и холодного водоснабжения в отопительных котельных предусматривают установку баков-аккумуляторов.

Тягодутьевые установки по схеме применения бывают: общие (для всех котлов котельной), групповые (для отдельных групп котлов), индивидуальные (для отдельных котлов). Общие и групповые установки должны иметь два дымососа и два дутьевых вентилятора. Индивидуальные установки по условиям регулирования их работы при изменении производительности котла являются наиболее желательными.

В г.п. Чамзинка паровые котельные отсутствуют.

#### 1.4.3.3 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Источником водоснабжения котельных ООО «ТЭС» является вода из поселкового водопровода г.п.Чамзинка. В котельных №1 и №2, применяется система автоматической химводоподготовки. Оборудование для обработки подпиточной воды осуществляется включает в себя умягчающие фильтры очистки воды марки AFSS -1252, устраняющие излишние соли кальция и магния. Эти фильтры имеют цилиндрический корпус, блок управления с клапаном FLECK 9100/1600 SXT. Фильтрующим элементом является сильнокислотный Na-катионит.

Показатели подпиточной воды соответствуют нормативным требованиям.

#### 1.4.3.4 Проектный и установленный топливный режим

На территории г.п.Чамзинка работают более 6 котельных, из них на теплоснабжение населения а также бюджетных потребителей основным источником теплоснабжения являются котельная №1-ООО «ТЭС» и котельная №2-ООО «ТЭС». Основным топливом является природный газ. Ни одна из котельных г.п.Чамзинка не имеет резервного топлива.

Основным поставщиком природного газа для теплоисточников г.п.Чамзинка является: ОАО «Газпром межрегионгаз Саранск. Поставка газа для котельных осуществляется на основании договора поставки газа.

Газ поставляется по газопроводам Уренгой-Ужгород, Уренгой-Центр-1, Уренгой-Центр-2, Ямбург-Ялец-1, Ямбург-Ялец-1, Ямбург-Западная граница.

Динамика изменения структуры топлива (качество топлива) представлена в таблице 1.43

Таблица 1.43 – Динамика структуры топлива

Показатели		2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
<b>Газ</b>							
Калорийность	ккал/нм <sup>3</sup>	8020	8030	8052	8054	8085	8100
<b>Мазут</b>							
Зольность	%						
Влажность	%						
Калорийность	ккал/кг						

## 1.5 Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии

### 1.5.1 Тепловые нагрузки в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

Сводная тепловая нагрузка административно бытовых зданий и жилого фонда г.п. Чамзинка подключенных к СЦТ от котельных: №1; №2; по ул. Большая, 2а; по ул. Большая, 12; по ул. Мира, 3; по ул. Мира, 7 представлена в табл. 1.44. Согласно табл. расчетная присоединенная тепловая нагрузка г.п. Чамзинка обеспечивающая теплом централизованно составляет 7,9326 Гкал/ч на цели отопления и 0,6868 Гкал/ч на цели ГВС.

Таблица 1.44 – Сводная тепловая нагрузка и годовое теплоснабжение в 2013 г.

Наименование системы теплоснабжения	Присоединенная максимально-часовая нагрузка, Гкал/ч		Годовая потребность в тепле, Гкал	
	Отопление	ГВС	Отопление	ГВС
1	2	3	4	5
СЦТ от котельной №1	6,1718	0,3879	14529,67	471,28
СЦТ от котельной №2	1,5872	0,2989	3744,07	1428,56
СЦТ от котельной по ул. Большая, 2а	0,0659		155,03	
СЦТ от котельной по ул. Большая, 12	0,0281		66,18	
СЦТ от котельной по ул. Мира, 3	0,0313		73,61	
СЦТ от котельной по ул. Мира, 7	0,0483		113,45	
<b>Итого</b>	<b>7,9326</b>	<b>0,6868</b>	<b>18682,01</b>	<b>1899,84</b>

Тепловая нагрузка по типу объектов (жилые дома, административно-бытовые здания, образовательные и т.д.) г.п. Чамзинка представлена в табл. 1.45. Как видно из таблицы 68,64 % тепловой нагрузки составляет тепловая нагрузка жилых домов.

Таблица 1.45 – Тепловая нагрузка и годовое теплоснабжение на отопление по типу объектов

№ п/п	Наименование потребителя	Расчетная часовая нагрузка		Теплоснабжение, Гкал
		Гкал/ч	%	
1	Жилые дома (средне и многоэтажные)	5,4701	68,64%	12861,69
2	Административно-бытовые здания	1,1548	14,71%	2715,22
3	Общеобразовательных школы и детских дошкольных учреждений	1,2211	15,55%	2892,25
4	Объектов здравоохранения	0,0866	1,10%	212,85

### 1.5.2 Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии в многоквартирных жилых домах г.п. Чамзинка согласно табл. 1.25 используется в 591 квартире. Общая площадь квартир с индивидуальным отоплением составляет 30588 м<sup>2</sup> (33,19 % от общей площади многоэтажных домов).

Таблица 1.46 – Индивидуальное отопление многоквартирных домов

№ п/п	Наименование потреби- теля	Общая пло- щадь всех квартир, м2	Квартиры с индивидуальным отоплением			
			общая пло- щадь, м2	№	площадь, м2	год перевода
1	2	3	4	5	6	7
СЦТ от котельной по ул. Большая, 2а						
1	Ж/дом, ул. Большая, 2а	1111,8	345,4	10	28,5	
				13	37,1	2011
				17	43,2	
				22	36,4	
				23	38,7	
				27	39,5	2011
				5	39,2	2012
				6	38,2	
				8	44,6	
СЦТ от котельной №1						
1	Ж/дом, ул. Горячкина, 10	3074,1	1465,4	1	62,7	2013
				10	62,7	2010
				11	58,9	2010
				12	47	2011
				13	62,8	2010
				14	60	2010
				19	60,4	2007
				2	59,2	2011
				21	47,1	2011
				24	47,1	2007
				27	47,1	2008
				28	59,9	2007
				29	32,7	2009
				31	46,5	2010
				32	46,6	2010
				35	46,3	2010
				37	46,4	2008
				38	47	2007
				4	62,8	2010
				45	46,4	2011
				47	32,8	2011
				5	59,4	2007
				50	32,8	2011
				51	77,7	2009
				52	59,7	2009
				58	59,7	2011
				59	33,5	2010
				8	60,2	2011

Продолжение табл. 1.46

1	2	3	4	5	6	7
2	Ж/дом ул. Горячкина, 12	3196,3	1360	1	47,4	2012
				18	50,1	2007
				19	60,5	2010
				2	69,4	2008
				22	51	2008
				25	54,9	2011
				26	49,5	2010
				27	60,6	2008
				29	56,4	2011
				3	46,8	2011
				30	51,7	2010
				33	54,6	2007
				34	50,2	2010
				4	29	2009
				40	51,1	2006
				42	49,1	2006
				5	48,4	2008
				50	31,4	2007
				56	63,9	2009
				58	34,4	2012
				59	57	2011
				6	46,4	2011
				60	62,8	2009
				61	57,5	2007
				64	63,1	2008
				68	62,7	2011
3	Ж/дом ул. Горячкина, 2	1056,2	640,6	1	61,1	2008
				10	61,4	2009
				11	58,3	2009
				13	50,9	2006
				14	60,5	2010
				15	31,9	2010
				16	48,4	2011
				17	61,2	2012
				19	49	2012
				4	61,5	2003
				5	49,2	2007
				8	47,2	2007

Продолжение табл. 1.46

1	2	3	4	5	6	7
4	Ж/дом ул. Горячкина, 3	1082,4	338,9	1	50,4	2007
				10	50	2007
				14	62,3	2008
				16	51,3	2009
				17	62,5	2013
				20	62,4	2005
5	Ж/дом ул. Горячкина, 4	1017,1	444,9	11	58,6	2007
				14	58,9	2001
				16	48,6	2007
				17	56,7	2005
				18	32,4	2009
				19	46,7	2007
				22	46,9	2007
				5	48,5	2009
				8	47,6	2005
6	Ж/дом ул. Горячкина, 5	1081,7	465,2	10	50,2	2011
				14	60,5	2012
				17	61,1	2012
				20	61,4	2011
				3	61,2	2008
				6	60,3	2010
				7	50,6	2012
				9	59,9	
7	Ж/дом ул. Горячкина, 6	1036,0	322,5	12	57,1	2007
				17	55,6	2009
				18	39,7	2012
				20	39,6	2011
				22	39,5	2007
				24	41,3	2012
				6	49,7	2007
8	Ж/дом ул. Горячкина, 7	3928,2	1176,3	12	49,6	2011
				17	73,8	2008
				18	50,5	2010
				27	51,6	2012
				28	32,3	2011
				38	50	2011
				39	52,7	2008
				4	52,9	2008
				40	32,4	2010
				41	49,9	2011
				42	51,3	2007
				55	48,8	2010

Продолжение табл. 1.46

1	2	3	4	5	6	7
				58	48,5	2008
				62	52,7	2009
				65	52,1	2013
				68	51,7	2009
				75	35,1	2005
				76	52,6	2008
				78	48,1	2008
				79	52	2010
				8	33,2	2008
				82	52,2	2011
				85	52	2007
				9	50,3	2005
9	Ж/дом ул. Горячкина, 8	1049,8	178	10	56,7	2007
				24	41,1	2012
				5	39,7	2011
				9	40,3	2011
10	Ж/дом ул. Московская, 6	381,9	246,2	1	53,6	2013
				2	39	
				5	41,1	2009
				6	56,7	2008
				8	55,8	2009
11	Ж/дом ул. Московская, 7	372,6	145,9	3	52,8	2007
				6	52,6	2006
				7	40,5	2012
12	Ж/дом ул. Нижняя, 21	2617,3	918,6	12	57,6	2008
				14	32,4	2012
				16	58,2	2010
				19	59	2010
				22	60	2008
				24	48,4	2010
				25	61,4	2010
				27	48,3	2012
				29	32,9	2009
				33	45,4	2008
				35	30,1	2011
				36	57,5	2010
				37	49	2008
				46	45,2	2012
				50	59	2012
				56	58,8	2006
				6	57,7	2009
				9	57,7	2012

Продолжение табл. 1.46

1	2	3	4	5	6	7
13	Ж/дом ул. Нижняя, 23	3104,7	1274,82	1	63,3	2012
				13	63,3	2006
				21	47,2	2011
				25	66,9	2006
				27	47,5	2012
				28	60,9	2011
				3	47,1	2012
				34	47,22	2006
				35	46,9	2011
				36	48	2006
				44	46,7	2012
				46	60,9	2010
				48	77,4	2011
				49	61,1	2007
				51	78,4	2011
				54	76,9	2007
				55	60,7	2012
				57	75,7	2012
				58	60,6	2010
				60	77,3	2010
14	Ж/дом ул. Победы, 13	723,0	233,2	8	60,8	2010
				10	51,6	2012
				12	52,4	2009
				14	51,2	2012
				7	40	2010
15	Ж/дом ул. Победы, 15	1671,8	543	9	38	2012
				1	51,5	2009
				10	47,7	2006
				19	47,1	2007
				23	47,1	2006
				27	46,6	2009
				28	50,9	2007
				3	48	2009
				30	45,8	2011
				31	46,9	2007
				6	47,4	2007
				8	64	2007
16	Ж/дом ул. Победы, 19	278,1	137,9	2	38,1	
				1	30,6	
				3	38,8	
				4	30,4	



Продолжение табл. 1.46

1	2	3	4	5	6	7
17	Ж/дом ул. Почтовая, 3	1534,0	826,4	1	60,5	2012
				10	48,2	2010
				13	47,7	2009
				14	44,3	2011
				16	50,5	2010
				17	46	2011
				20	48,5	2010
				21	46,1	2008
				22	50,1	2006
				24	47,6	
				29	55,5	2011
				3	55,9	2007
				30	46,7	2007
				4	61,5	2007
				5	45,9	2009
				7	71,4	2005
18	Ж/дом ул. Республикан- ская, 13а	2659,1	859,3	16	46	2010
				18	42,4	2012
				19	60	2007
				2	30,9	2008
				22	59,2	2008
				26	32,3	2008
				34	46,9	2012
				36	60,7	2007
				37	45,2	2007
				4	46,6	2008
				42	58,9	2007
				48	47,7	2006
				52	58,1	2011
				57	45,9	2012
				6	58,5	2008
				60	44,6	2007
				7	44,1	2012
				8	31,3	2007
19	Ж/дом ул. Терешковой, 1	1394,3	318	15	40,2	2010
				16	22,6	2007
				19	41,7	2007
				2	46,2	2007
				20	52,5	2007
				21	44,4	2006
				27	42,7	2012
				29		2010
				30	27,7	2011

Продолжение табл. 1.46

1	2	3	4	5	6	7
20	Ж/дом ул. Терешковой, 15	1469,4	514,4	11	41,1	2011
				16	42,2	2009
				17	40,9	2011
				18	53,2	2011
				20	40,4	2009
				23	44,2	2009
				25	39,2	2012
				27	42,2	2006
				31	43	2006
				32	41,9	2012
				36	41,5	2008
				6	44,6	2009
				10	37,6	2009
21	Ж/дом ул. Терешковой, 17	957,5	190,2	3	41,9	2010
				4	41	2008
				5	29,3	2011
				6	40,4	2009
				1	61,2	2010
22	Ж/дом ул. Терешковой, 18	1037,9	435,5	10	51,7	2007
				12	69	
				15	69,3	2008
				16	53,2	2009
				18	67,9	2007
				3	63,2	2009
				1	65,4	2007
23	Ж/дом ул. Терешковой, 19	2734,6	668	12	48,8	2010
				17	48,7	2012
				26	49,2	2007
				27	61	2008
				28	30,7	2011
				29	49,2	2011
				30	49,2	2009
				32	48,6	2007
				39	48,2	2010
				47	47,5	2008
				5	59,9	2010
				57	61,6	2007
24	Ж/дом ул. Терешковой, 2	255,3	35,1	2	35,1	2009
25	Ж/дом ул. Терешковой, 20	1517,3	173,4	12	41,4	2008
				18	43,8	2011
				24	44,4	2011
				35	43,8	2011

Продолжение табл. 1.46

1	2	3	4	5	6	7
26	Ж/дом ул. Терешковой, 22	2706,1	663,9	12	60,3	2007
				19	58,2	2006
				21	47,1	2012
				30	47,9	2012
				31	47,1	2011
				37	47,5	2012
				48	47	2008
				49	60,5	2007
				51	47,6	2011
				52	60,9	
				53	34,3	2012
				55	59,7	
				57	45,8	2008
27	Ж/дом ул. Терешковой, 23	1078,2	382,6	10	52,5	2010
				13	57	2010
				14	38,8	2013
				18	41,9	2010
				2	52,2	2012
				21	58,3	2007
				24	41,2	2007
				9	40,7	2010
28	Ж/дом ул. Терешковой, 24	2917,3	761,1	1	35,5	2007
				10	47,4	2007
				16	54,6	2011
				17	35,5	2007
				19	26,5	2009
				24	39,1	2010
				32	55,3	2013
				36	56,2	2011
				39	56,3	2011
				4	57,4	2007
				5	39,8	2006
				51	54,3	2012
				54	38,5	2010
				55	37,9	2010
				65	54,1	2008
				70	37,2	2008
				9	35,5	2010

Продолжение табл. 1.46

1	2	3	4	5	6	7
29	Ж/дом ул. Терешковой, 25	3032,8	626,8	2	38	2012
				23	60,5	2011
				32	60,6	2007
				33	43,3	2009
				50	44	2010
				51	56,9	2012
				55	56,1	2013
				57	38,5	2009
				61	38,5	2009
				65	39	2012
				67	56,9	2006
				8	56,3	2011
				9	38,2	2005
30	Ж/дом ул. Терешковой, 26	2559,6	701,7	16	50	2005
				17	69,2	2008
				18	47,7	2007
				24	48	2008
				26	48,4	2010
				29	49,5	2011
				37	32,4	2009
				4	47,4	2010
				46	67,7	2011
				50	48,9	2011
				55	48,5	2010
				58	48,8	2011
				6	48	2010
				7	47,2	2012
31	Ж/дом ул. Терешковой, 3	229,0	64,7	3	35	2007
				5	29,7	2008
32	Ж/дом ул. Терешковой, 4	253,8	34,4	7	34,4	2007
33	Ж/дом ул. Терешковой, 5	617,2	302,4	1	30,5	2006
				10	44,7	2007
				15	41,9	2006
				16	31,3	2006
				3	40,2	2006
				4	42,1	2008
				5	29,5	2009
				8	42,2	2008

Продолжение табл. 1.46

1	2	3	4	5	6	7
34	Ж/дом ул. Терешковой, 7	1427,4	205,2	16	51,6	2012
				21	43	2012
				33	43,2	
				36	28,3	
				7	39,1	2011
35	Ж/дом ул. Горячкина, 14	3839,5	1910,60	5	92,20	
				6	76,40	
				9	76,70	
				11	93,00	
				12	76,10	2013
				13	103,00	
				14	84,60	
				15	104,40	
				16	103,40	
				18	104,40	
				20	86,70	
				21	104,60	
				23	121,50	
				24	104,90	
				25	69,10	
				26	73,60	
				34	69,70	
				37	76,80	
				38	73,50	
				41	73,70	
47	73,70					
48	68,60					
	Итого	57891,55	19564,82	33,8%	19564,82	
СЦТ от котельной №2						
1	Ж/дом ул. Дальняя, 4а	1719,2	728,1	10	49,4	
				13	48,3	2011
				18	59,3	2008
				21	58,6	2008
				24	59,2	2010
				25	49,4	2006
				27	61,1	2007
				3	60,6	2008
				33	62,2	2008
				36	61,1	2006
				4	50	2008
				6	59,1	2008
				7	49,8	2008

Продолжение табл. 1.46

1	2	3	4	5	6	7
2	Ж/дом ул. Зеленая, 8а	2581,2	1091,7	22	63	
				25	65	
				26	74,6	
				32	52,2	2009
				1	59,1	2012
				12	52,3	
				13	70,9	
				14	59,6	2010
				16	61,3	
				2	65,3	2012
				21	60,4	2009
				27	62,1	
				3	61,1	
				34	62,8	
				35	72,4	
				4	74,8	2009
				6	74,8	2010
3	Ж/дом ул. Микрорайон-6, 10	2748,0	886,2	1	43,8	2010
				10	56,2	2008
				12	44,8	2009
				16	46,5	2006
				22	45,8	2008
				27	57,4	2010
				28	47	2008
				3	46,1	2009
				30	58,3	2008
				39	47,2	2008
				4	55	2010
				40	57,4	2012
				41	32,3	2007
				45	46,9	2011
				48	64,4	2011
				49	46,7	2010
				55	45,9	2011
				6	44,5	2010

Продолжение табл. 1.46

1	2	3	4	5	6	7
4	Ж/дом ул. Микрорайон-6, 15	735,8	735,8	1	42,2	2013
				10	64	2007
				11	34,6	2013
				12	42,9	2013
				13	42,6	2013
				14	65,5	2007
				15	35,6	2013
				16	40,6	2008
				2	33,9	2013
				3	63,2	2010
				4	42,2	2013
				5	41,9	2013
				6	35,1	2008
				7	65,9	2013
				8	42,3	2009
				9	43,3	2013
5	Ж/дом ул. Микрорайон-6, 17	2225,2	547,5	17	65,6	2010
				25	49,2	2012
				29	67,3	2007
				30	45,7	2010
				33	64,8	2011
				38	46,5	2008
				40	46,5	2012
				43	48	2008
				44	47,1	2007
				8	66,8	2012
6	Ж/дом ул. Микрорайон-6, 18	1774,0	1050,7	10	63,5	2005
				11	47,1	2009
				12	45,5	2006
				13	64,6	2008
				14	60,8	2009
				15	46,4	2012
				18	60,9	2013
				19	47	2012
				21	63,7	2008
				24	76,1	2007
				26	47,4	2008
				27	75,9	2011
				30	75,6	2006
				4	77,5	2006
				6	61,2	2011
				7	75,8	2010
				9	61,7	2008

Продолжение табл. 1.46

1	2	3	4	5	6	7
7	Ж/дом ул. Микрорайон-6, 19	1702,6	740,62	15	48,5	2011
				16	49,9	2012
				17	65	2007
				2	49,5	2008
				23	48,3	2013
				24	73,92	2011
				27	73,6	2009
				28	63,6	2008
				3	63,2	2007
				30	77	2008
				6	65,2	2011
				9	62,9	2010
8	Ж/дом ул. Микрорайон-6, 21	1645,0	526,9	12	48,4	2007
				13	49,9	2007
				16	48,4	2006
				17	40,8	2007
				23	37,6	2007
				25	37,9	2011
				3	28,3	
				3	9,9	2006
				34	55,6	
				5	50,8	2006
				6	60,6	2008
				9	58,7	2008
9	Ж/дом ул. Микрорайон-6, 22	1720,9	553,5	11	52,4	2010
				15	49	
				17	41,1	2007
				24	48,9	2010
				26	49,6	2012
				32	49,9	2006
				33	34,2	2007
				35	49,9	2006
				36	34,4	
				5	49,9	2008
				6	61,5	2007
				7	32,7	2009
10	Ж/дом ул. Микрорайон-6, 4	3857,8	1412,8	16	46,7	2011
				17	56,2	2011
				19	46,7	2010
				34	57	2012
				35	46,5	2012
				37	56,5	2012
				38	48,4	2012



Продолжение табл. 1.46

1	2	3	4	5	6	7
				44	56,6	2010
				46	64,5	2008
				47	56,6	2007
				49	64,4	2011
				5	29,1	2011
				50	55,5	2012
				53	57,4	2012
				58	44	2011
				59	65	2008
				6	50,8	2007
				61	53	2008
				62	63,8	2011
				64		
				65	64,8	2008
				67	52,9	2007
				68	63,1	2009
				74	55,6	2008
				77	55,3	2009
				82	46,7	2010
				83	55,7	2012
				86		
11	Ж/дом ул. Микрорайон-6, 5	3976,2	859,5	12	58,4	2009
				15	59	2012
				19	58,3	2011
				28	58,8	2010
				31	72,9	2012
				35	73	2013
				37	74,3	2012
				39	72,8	2009
				50	71	2009
				57	49,7	2007
				64	30	2011
				66	46,7	2009
				69	57,8	2009
				70	30,4	2009
				71	46,4	2009
12	Ж/дом ул. Микрорайон-6, 5а	1850,3	448,9	19	54,4	2010
				2	45,5	2011
				21	44,8	2010
				22	55,2	2011
				25	55,7	2011
				27	44,5	2010
				30	43,1	2012

Продолжение табл. 1.46

1	2	3	4	5	6	7
13	Ж/дом ул. Микрорайон-6, 6	1094,9	1094,9	36	51,00	2012
				42	54,7	2011
				1	39,6	2013
				10	63,4	2007
				11	33,3	2008
				12	42,3	2009
				13	39,6	2013
				14	32,4	2013
				15	63,6	2013
				16	44,4	2013
				17	42,8	2013
				18	63,6	2013
				19	33,5	2013
				2	62,7	2012
				20	41,3	2007
				21	48,8	2013
				22	32,9	2007
				23	65	2007
				24	41,6	2007
				3	35,3	2013
				4	40,3	2008
				5	42,2	2013
				6	71,6	2013
				7	32,6	2013
				8	40,9	2013
				9	41,2	2013
	<b>Итого</b>	<b>27631,1</b>	<b>10677,1</b>	<b>38,64%</b>	<b>10677,1</b>	

### 1.5.3 Значения расчетной тепловой нагрузки при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

Общая расчётная тепловая нагрузка потребителей г.п. Чамзинка по состоянию на 01.01.2014 г. составляет 8,6194 Гкал/ч. При этом:

– общая расчётная тепловая нагрузка потребителей от СЦТ от котельной №1 составила 6,5597 Гкал/ч в ч. 6,1718 Гкал/ч на отопительные цели;

– общая расчетная тепловая нагрузка потребителей от СЦТ от котельной №2 – 1,8861 Гкал/ч.

Таблица 1.47 – Расчетная тепловая нагрузка и теплопотребление жилых и общественных зданий СЦТ от котельной №1 г.п. Чамзинка на 2013 г.

№ п/п	Наименование потребителя	Наружный строитель- ный объем здания, м3	Усред. рас- четная темп. внутри зда- ния, °С	Присоединенная максимально- часовая нагруз- ка, Гкал/ч	Годовая по- требность в тепле, Гкал	Отказы от СЦТ (инди- видуальное отопле- ние)		Теплопо- требление, Гкал	Расчетная часовая нагрузка, Гкал/ч
						м2	Гкал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Ж/д, ул. Республиканская, 13 а	14135	18	0,2510	590,16	859,3	168,3	421,91	0,1794
2	Ж/д, ул. Победы, 13	3152	18	0,0750	176,34	233,2	45,7	130,68	0,0556
3	Ж/д, ул. Победы, 15	8509	18	0,1650	387,96	543,0	106,3	281,64	0,1198
4	Ж/д, ул. Победы, 19	1233	18	0,0350	82,29	137,9	27,0	55,29	0,0235
5	Ж/д, ул. Почтовая, 3	7243	18	0,1450	340,93	826,4	161,8	179,12	0,0762
6	Ж/д, ул. Московская, 6	1692	18	0,0450	105,81	246,2	48,2	57,60	0,0245
7	Ж/д, ул. Московская, 7	1229	18	0,0350	82,29	145,9	28,6	53,73	0,0229
8	Ж/д, ул. Терешкова, 1	5540	18	0,1170	275,10	318,0	62,3	212,83	0,0905
9	Ж/д, ул. Терешкова, 2	1368	18	0,0380	89,35	35,1	6,9	82,47	0,0351
10	Ж/д, ул. Терешкова, 3	1386	18	0,0390	91,70	64,7	12,7	79,03	0,0336
11	Ж/д, ул. Терешкова, 4	1376	18	0,0380	89,35	34,4	6,7	82,61	0,0351
12	Ж/д, ул. Терешкова, 5	2572	18	0,0640	150,48	302,4	59,2	91,27	0,0388
13	Ж/д, ул. Терешкова, 6	1779	18	0,0470	110,51		0,0	110,51	0,0470
14	Ж/д, ул. Терешкова, 7	5540	18	0,1170	275,10	205,2	40,2	234,92	0,0999
15	Ж/д, ул. Терешкова, 8	9900	18	0,1860	437,33		0,0	437,33	0,1860
16	Ж/д, ул. Терешкова, 9	8500	18	0,1580	371,50		0,0	371,50	0,1580
17	Ж/д, ул. Терешкова, 15	5540	18	0,1170	275,10	514,4	100,7	174,38	0,0742
18	Ж/д, ул. Терешкова, 17	6111	18	0,1260	296,26	190,2	37,2	259,02	0,1102
19	Ж/д, ул. Терешкова, 18	4200	18	0,0864	203,20	435,5	85,3	117,93	0,0502
19	Ж/д, ул. Терешкова, 19	13470	18	0,2390	561,95	668,0	130,8	431,15	0,1834
20	Ж/д, ул. Терешкова, 20	5792	18	0,1210	284,50	173,4	34,0	250,55	0,1066
21	Ж/д, ул. Терешкова, 21	3320	18	0,0780	183,40		0,0	183,40	0,0780

Продолжение табл.1.47.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	Ж/д, ул. Терешкова, 22	12030	18	0,2190	514,92	663,9	130,0	384,93	0,1637
23	Ж/д, ул. Терешкова, 23	4533	18	0,1000	235,13	382,6	74,9	160,21	0,0681
24	Ж/д, ул. Терешкова, 24	12896	18	0,2300	540,79	761,1	149,0	391,76	0,1666
25	Ж/д, ул. Терешкова, 25	10245	18	0,1910	449,09	626,8	122,7	326,36	0,1388
26	Ж/д, ул. Терешкова, 26	12719	18	0,2270	533,73	701,7	137,4	396,34	0,1686
27	Ж/д, ул. Горячкина, 2	4654	18	0,1020	239,83	640,6	125,4	114,40	0,0487
28	Ж/д, ул. Горячкина, 3	5162	18	0,1110	260,99	338,9	66,4	194,63	0,0828
29	Ж/д, ул. Горячкина, 4	4909	18	0,1060	249,23	444,9	87,1	162,12	0,0690
30	Ж/д, ул. Горячкина, 5	5563	18	0,1170	275,10	465,2	91,1	184,01	0,0783
31	Ж/д, ул. Горячкина, 6	4789	18	0,1040	244,53	322,5	63,1	181,38	0,0771
32	Ж/д, ул. Горячкина, 7	18808	18	0,3340	785,32	1176,3	230,3	555,00	0,2360
33	Ж/д, ул. Горячкина, 8	4446	18	0,0980	230,42	177,8	34,8	195,61	0,0832
34	Ж/д, ул. Горячкина, 10	12127	18	0,2200	517,28	1465,4	286,9	230,35	0,0980
35	Ж/д, ул. Горячкина, 12	14257	18	0,2390	561,95	1359,9	266,3	295,68	0,1258
36	Ж/д, ул. Горячкина, 14	15600	18	0,2933	689,62	1910,6	374,1	315,53	0,1342
37	Ж/д, ул. Нижняя, 21	12364	18	0,2230	524,33	918,6	179,9	344,47	0,1465
38	Ж/д, ул. Нижняя, 23	11783	18	0,2150	505,52	1274,8	249,6	255,91	0,1088
39	МБУ "Центральная районная библиотека" ЧМР РМ, ул. Ленина, 12	4078	18	0,0525	123,44			123,44	0,0525
40	МБУ "Чамзинский РДК", ул. Терешковой, 7а	15664	18	0,3630	853,50			853,50	0,3630
41	МБОУ ДОД "Чамзинская ДЮСШ", ул. Ленина, 20	5700	20	0,2217	544,90			544,90	0,2217
42	МБОУ ДОД "Комсомольская ДШИ", ул. Терешковой, 23а	1129	20	0,0224	55,06			55,06	0,0224
43	МБОУ ДОД "Чамзинская ДМШ", ул. Ленина, 10	3355	20	0,0803	197,36			197,36	0,0803
44	МКУ "МФЦ предоставления ГМУ", ул. Победы, 3	1092	18	0,0231	54,31			54,31	0,0231

Продолжение табл.1.47.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
45	МБДОУ Д/с "Звездочка", ул. Терешковой, 20а	4406	20	0,1167	286,83			286,83	0,1167
46	МБДОУ Д/с "Солнышко", ул. Терешковой, 17а	4559	20	0,1178	289,53			289,53	0,1178
47	МБДОУ Д/с "Ягодка", ул. Горячкина, 7а	6260	20	0,0589	144,77			144,77	0,0589
48	Соц. защита ул. Терешковой, 24а	10711	18	0,1958	460,37			460,37	0,1958
49	МБОУ "Лицей" №1 (начальная)	4078	16	0,0212	47,39			47,39	0,0212
50	МБОУ "Лицей" №1	16763	16	0,4689	1048,17			1048,17	0,4689
51	ММО МВД РФ "Чамзинский", ул. Республиканская, 24	4797	18	0,1541	362,33			362,33	0,1541
52	Управление пен. Фонда, Администрация г.п. Чамзинка и т.д., ул. Победы, 1а	2304	18	0,0471	110,74			110,74	0,0471
53	Администрация ЧМР РМ, ул. Победы, 1	11120	18	0,2058	483,89			483,89	0,2058
54	ГБУЗ РМ Комсомольская ЦРБ, ул. Победы, 12	4329	20	0,0866	212,85			212,85	0,0866
55	ФГУП "Почта России", ул. Почтовая, 2	1494	18	0,0350	82,29			82,29	0,0350
56	ОАО "Ростелеком, ул. Почтовая, 2	4480	18	0,0784	184,34			184,34	0,0784
	<b>ИТОГО</b>	<b>386791</b>		<b>7,8010</b>	<b>18360,45</b>	<b>19564,80</b>	<b>3830,79</b>	<b>14529,67</b>	<b>6,1718</b>

Таблица 1.48 – Расчетная тепловая нагрузка и теплопотребление жилых и общественных зданий СЦТ от котельной №2 г.п. Чамзинка на 2013 г.

№ п/п	Наименование потребителя	Наружный строительный объем здания, м3	Присоединенная максимально- часовая нагрузка, Гкал/ч	Годовая по- требность в тепле, Гкал	Отказы от СЦТ (индиви- дуальное отопление)		Теплопо- требление, Гкал	Расчетная часовая нагрузка, Гкал/ч
					м2	Гкал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Ж/д, МКР-6, №4	19324	0,3430	806,48	1412,8	276,6	529,85	0,2253
2	Ж/д, МКР-6, №5	16907	0,3000	705,38	859,5	168,3	537,08	0,2284
3	Ж/д, МКР-6, №5а	8400	0,1640	385,61	448,9	87,9	297,71	0,1266
4	Ж/д, МКР-6, №10	11745	0,2140	503,17	886,2	173,5	329,65	0,1402
5	Ж/д, МКР-6, №17	9266	0,1770	416,17	547,5	107,2	308,97	0,1314
6	Ж/д, МКР-6, №18	7626	0,1510	355,04	1050,7	205,7	149,31	0,0635
7	Ж/д, МКР-6, №19	7553	0,1500	352,69	740,6	145,0	207,67	0,0883
8	Ж/д, МКР-6, №21	7389	0,1480	347,99	526,9	103,2	244,82	0,1041
9	Ж/д, МКР-6, №22	7807	0,1540	362,09	553,5	108,4	253,72	0,1079
10	Ж/д, МКР-6, №6	3984	0,0900	211,61	1094,9	214,4		
11	Ж/д, МКР-6, №15	3071	0,0730	171,64	735,8	144,1	27,57	0,0117
12	Ж/д, ул. Дальняя, №4а	8709	0,1680	395,01	728,1	142,6	252,45	0,1074
13	Ж/д, ул. Зеленая, №8а	12911	0,2300	540,79	1091,7	213,8	327,03	0,1391
14	МБОУ Д/с "Золушка", МКР-6, 10а	3927	0,1132	278,23			278,23	0,1132
	<b>ИТОГО</b>		<b>2,4752</b>	<b>5831,88</b>	<b>10677,1</b>	<b>2090,6</b>	<b>3744,07</b>	<b>1,5872</b>

### 1.5.4 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Приказом Министерства энергетики и тарифной политики Республики Мордовия от 18 сентября 2012 г. N 80 "Об установлении нормативов потребления коммунальных услуг для населения, проживающего на территории Республики Мордовия". В таблице 5.5 приводятся установленные нормативы потребления коммунальных услуг населением в части холодного и горячего водоснабжения.

Таблица 1.49 – Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях для населения, проживающего в многоквартирных домах и жилых домах на территории Республики Мордовия

N п/п	Описание степени благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	Норматив потребления коммунальной услуги в жилых помещениях, куб. метров на 1 человека в месяц		
		Горячее водоснабжение	Холодное водоснабжение	Водоотведение
1	2	3	4	5
1.	Жилые помещения в многоквартирных домах и жилых домов при наличии централизованного холодного и горячего водоснабжения, канализованные:			
1.1.	- с полным набором сантехнического оборудования (мойка кухонная, раковина, туалет, ванна и душ);	3,19	4,48	7,67
1.2.	- оборудованные мойкой кухонной, раковиной, туалетом, ванной;	2,44	3,85	6,29
1.3.	- оборудованные мойкой кухонной, раковиной, туалетом, душевыми кабинами, с кухней;	3,19	4,48	7,67
1.4.	- оборудованные мойкой кухонной, раковиной, без ванн и душа.	1,46	3,13	4,50
2.	Жилые помещения в многоквартирных домах, имеющих статус общежития, при наличии централизованного холодного и горячего водоснабжения и канализации:			
2.1.	- оборудованные душем, без кухни на этаже;	1,70	1,95	3,65
2.2.	- оборудованные душем, с кухней на этаже;	2,80	2,68	5,48
2.3.	- оборудованные ванной без душа;	2,22	4,77	6,99
2.4.	- оборудованные ванной и душем, с кухнями в секции;	3,19	4,48	7,67
2.5.	- не оборудованные ванной и душем, с кухнями в секции.	2,04	2,71	4,75
3.	Жилые помещения в многоквартирных домах, имеющих статус общежития, при наличии централизованного холодного водоснабжения и канализации.	-	2,74	2,74
4.	Жилые помещения в многоквартирных домах и жилых домов с централизованной системой холодного водоснабжения, канализацией, с газовыми колонками или быстродействующими электрическими водонагревателями (накопительные и проточные) и полным набором сантехнического оборудования (мойка кухонная, раковина, ванна и душ).	-	6,99	6,99
5.	Жилые помещения в многоквартирных домах и жилых домов неблагоустроенные:			
5.1.	- с обеспечением из водоразборных колонок;	-	1,22	-
5.2.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, неканализованные;	-	2,43	-
5.3.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, выгребными ямами, без ванны;	-	3,65	-
5.4.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, газовой колонкой или быстродействующими электрическими водонагревателями (накопительные и проточные), выгребными ямами, с ванной;	-	5,17	-

Продолжение табл. 1.49

1	2	3	4	5
5.5.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, газовой колонкой или быстросействующими электрическими водонагревателями (накопительные и проточные), с ванной, туалет в доме, выгребная яма;	-	6,39	-
5.6.	- с централизованной системой холодного водоснабжения, без газовой колонки, выгребными ямами, с ванной;	-	4,74	-
5.7.	- с централизованной системой холодного водоснабжения и канализацией, без ванны;	-	3,65	3,65
5.8.	- с централизованной системой холодного водоснабжения выгребными ямами, с местными нагревательными приборами на твердом топливе, оборудованные ванной.	-	5,47	-
6.	Жилые помещения в многоквартирных домах и жилых домов с централизованной системой холодного водоснабжения, канализацией, и индивидуальными тепловыми пунктами и полным набором сантехнического оборудования (мойка, раковина, ванна, душ).	-	7,67	7,67

### 1.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

В рамках работ по «Схеме теплоснабжения г.п.Чамзинка до 2027 г.» на основании договорных и фактических тепловых нагрузок потребителей и данных по установленным, располагаемым мощностям основных теплоисточников поселка, которыми являются котельная №1 - ООО «ТЭС», №2 - ООО «ТЭС», котельные по ул. Большая, 2а - ООО «ТЭС» и ул. Большая, 12 - ООО «ТЭС» и котельная по ул. Мира, 3 ООО «ТЭС» и Мира, 7 - ООО «ТЭС», были разработаны тепловые балансы.

#### 1.6.1 Динамика баланса тепловой нагрузки за 2010-2013 г.

В рамках работ по «Схеме теплоснабжения г.п.Чамзинка до 2027г.» был выполнен сравнительный анализ договорных тепловых нагрузок и фактического теплопотребления абонентов. На основании предоставленных данных о присоединённых фактических и договорных тепловых нагрузках, установленных, располагаемых мощностях, потерях в сетях и собственных нуждах теплоисточников были составлены тепловые балансы по каждой котельной, представленные в таблицах 1.50-1.55.

Таблица 1.50 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной №1 ООО «ТЭС», Гкал/ч

Зона действия котельная №1	2011г.	2012г.	2013г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:			
Отопление	6,496	6,3992	6,1718
Горячее водоснабжение	0,3879	0,3879	0,3879
<b>Итого</b>	<b>6,8839</b>	<b>6,7871</b>	<b>6,5597</b>

Таблица 1.51 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной №2 ООО «ТЭС», Гкал/ч,

Зона действия котельная №2	2011г	2012г.	2013г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:			
Отопление	1,9019	1,799	1,5872
Горячее водоснабжение	0,2989	0,2989	0,2989
<b>Итого</b>	<b>2,2008</b>	<b>2,0979</b>	<b>1,8861</b>



Таблица 1.52 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной по ул.Большая, 2а ООО «ТЭС», Гкал/ч,

Зона действия котельной по ул. Большая, 2а	2011г	2012г.	2013г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:			
Отопление	0,0956	0,0891	0,0659
Горячее водоснабжение	-	-	-
<b>Итого</b>	<b>0,0956</b>	<b>0,0891</b>	<b>0,0659</b>

Таблица 1.53 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной ул.Большая, 12 ООО «ТЭС», Гкал/ч,

Зона действия котельной по ул. Большая, 12	2011г	2012г.	2013г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:			
Отопление	0,0281	0,0281	0,0281
Горячее водоснабжение	-	-	-
<b>Итого</b>	<b>0,0281</b>	<b>0,0281</b>	<b>0,0281</b>

Таблица 1.54 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной ул.Мира,3 ООО «ТЭС», Гкал/ч,

Зона действия котельной по ул. Мира, 3	2011г	2012г.	2013г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:			
Отопление	0,0313	0,0313	0,0313
Горячее водоснабжение	-	-	-
<b>Итого</b>	<b>0,0313</b>	<b>0,0313</b>	<b>0,0313</b>

Таблица 1.55 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки котельной ул.Мира,7 ООО «ТЭС», Гкал/ч,

Зона действия котельной по ул. Мира,7	2011г	2012г.	2013г.
Договорная тепловая нагрузка Гкал/ч в горячей воде (без хознужд), в т.ч.:			
Отопление	0,0483	0,0483	0,0483
Горячее водоснабжение	-	-	-
<b>Итого</b>	<b>0,0483</b>	<b>0,0483</b>	<b>0,0483</b>

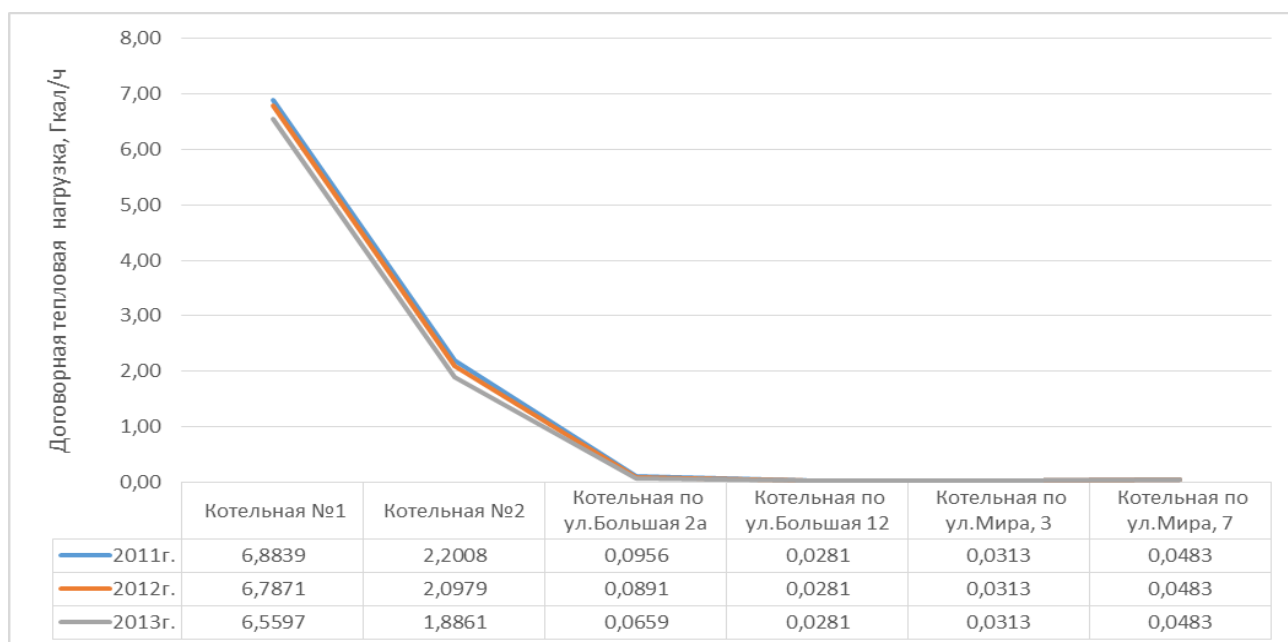


Рисунок 1.9-Динамика договорной нагрузки по основным источникам теплоснабжения

За базовый баланс для составления перспективных тепловых балансов источников принимается баланс, составленный на базе фактических тепловых нагрузок.

Из анализа баланса установленной тепловой мощности и фактической присоединенной тепловой нагрузки следует: суммарная установленная тепловая мощность основных теплоснабжающих организаций поселка в горячей воде в 2013 г. составляет 8,62 Гкал/ч.

### **1.6.2 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по котельным**

В рамках работ по «Схеме теплоснабжения г.п. Чамзинка до 2028г.» на основании предоставленных данных о присоединённых тепловых нагрузках, установленных мощностях и собственных нуждах котельных был составлен баланс тепловой мощности и нагрузки по котельным, приведенный в таблице 1.56.

Таблица 1.56 - Тепловой баланс котельных по состоянию на конец 2013 г.

№	Источник	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка 2013г., Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	Резерв (+)/Дефицит (-)
1	Котельная №1	6,80	6,5597	0,021	0,3366	-0,12
2	Котельная №2	3,19	1,8861	0,009	0,219	1,07
3	Котельная по ул. Большая, 2а	0,14	0,0659	0,001	0	0,08
4	Котельная по ул. Большая, 12	0,14	0,0281	0,001	0	0,12
5	Котельная по ул. Мира, 3	0,11	0,0313	0,001	0	0,08
6	Котельная по ул. Мира, 7	0,08	0,0484	0,001	0	0,03
	<b>Итого</b>	<b>10,46</b>	<b>8,6195</b>	<b>0,0342</b>	<b>0,5556</b>	<b>1,2542</b>

Анализ таблицы 1.31 показывает, что:

- суммарная располагаемая тепловая мощность котельных поселка составляет 10,46 Гкал/ч;

- суммарная присоединённая нагрузка потребителей, снабжаемых теплом от котельных г.п.Чамзинка, по состоянию на конец 2013 г. составляет 8,6195 Гкал/ч;

- основная часть нагрузки приходится на котельные №1 и №2 соответственно.

По состоянию на 01.12.2013 года в целом по котельным поселка имеется значительный резерв тепловой мощности в размере 1,2542 Гкал/ч, при этом основная доля свободных резервных тепловых мощностей приходится на котельную №2.

### **1.6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии**

Система централизованного теплоснабжения г.п.Чамзинка спроектирована на качественное регулирование отпуска тепловой энергии потребителям. Ежегодно по каждой котельной разрабатываются температурные графики отпуска тепла от источников СЦТ. Графики согласовываются в поселковой администрации.

Регулирование режима работы систем теплоснабжения абонентов, осуществляется по температурным графикам для потребителей, разработанных с учетом режима работы различных схем подключения.

Анализ режима отпуска и потребления тепловой энергии производился на основании:

- замерах портативными приборами;
- показаний приборов учета расположенных на некоторых объектах г.п. Чамзинка.

## **1.7 Балансы теплоносителя**

### **1.7.1 Котельная №1 ООО «ТЭС»**

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы котельной №1 требуется ее техническое водоснабжение. В состав систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п.Чамзинка. Для защиты котлов, системы теплоснабжения и арматуры от коррозии, образования накипи в котельной №1 предусмотрена автоматическая водоподготовительная установка. Которая включает в себя умягчающие фильтры очистки воды марки AFSS -1252, устраняющие излишние соли кальция и магния. Эти фильтры имеют цилиндрический корпус, блок управления с клапаном FLECK 9100/1600 SXT. Фильтрующим элементом является сильнокислотный На-катионит и емкость для регенерационной жидкости.

### **1.7.2 Котельная №2 ООО «ТЭС»**

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы в котельной №2 требуется ее техническое водоснабжение. В состав систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п.Чамзинка. Для защиты котлов, системы теплоснабжения и арматуры от коррозии, образования накипи в котельной №1 предусмотрена автоматическая водоподготовительная установка. Которая включает в себя умягчающие фильтры очистки воды марки AFSS -1252, устраняющие излишние соли кальция и магния. Эти фильтры имеют цилиндрический корпус, блок управления с клапаном FLECK 9100/1600 SXT. Фильтрующим элементом является сильнокислотный На-катионит и емкость для регенерационной жидкости.

### **1.7.3 Котельная по ул. Большая, 2а ООО «ТЭС»**

В котельной по ул. Большая, 2а химводоподготовка отсутствует. Подпитка осуществляется непосредственно от водопровода г.п. Чамзинка.

### **1.7.4 Котельная по ул. Большая, 12 ООО «ТЭС»**

В котельной по ул. Большая, 12 химводоподготовка отсутствует. Подпитка осуществляется непосредственно от водопровода г.п. Чамзинка.

### **1.7.5 Котельная по ул. Мира, 3 ООО «ТЭС»**

В котельной по ул. Мира, 3 химводоподготовка отсутствует. Подпитка осуществляется непосредственно от водопровода г.п. Чамзинка.

### **1.7.6 Котельная по ул. Мира, 7а ООО «ТЭС»**

В котельной по ул. Мира, 7а химводоподготовка отсутствует. Подпитка осуществляется непосредственно от водопровода г.п. Чамзинка.

## **1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом**

### **1.8.1 Топливный баланс котельной №1 ООО «ТЭС»**

Основным видом топлива для котельной №1 является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива ккал/нм<sup>3</sup> – от 8010 до 8060;

Кроме того, оборудование станции позволяет использовать газ в объеме необходимом для работы всего оборудования на номинальной нагрузке.

Резервное топливо на котельной №1 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №1 приведено в табл.1.57.

Таблица 1.57 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №1 ООО «ТЭС» за 2011-2013 г.г.

№ п/п	Статья приход/расход	Предшествующие годы		Отчетный (базовый) 2013 г.
		2011 г.	2012 г.	
1.	Приход*			
1.1.	Газ природный, т.у.т.	2941,406	2449,392	2180,546
1.2.	Нефтетопливо, т.у.т.	-	-	-
	Итого суммарный приход, т.у.т	2941,406	2449,392	2180,546
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	2941,406	2449,392	2180,546
	в собственной котельной	2941,406	2449,392	2180,546
	Итого суммарный расход	2941,406	2449,392	2180,546

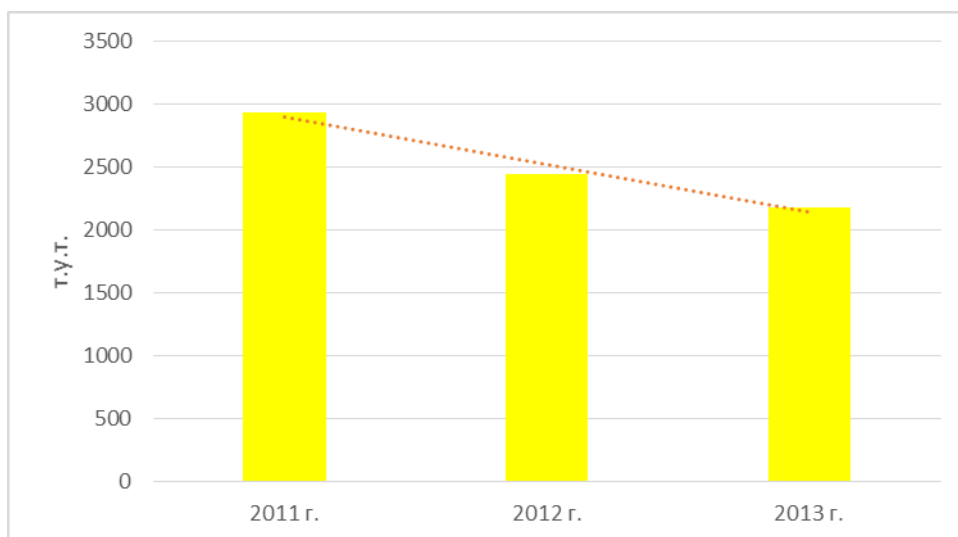


Рисунок 1.10 – Потребление газа котельной №1

### 1.8.2 Топливный баланс котельной №2 ООО «ТЭС»

Основным видом топлива для котельной №2 является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива ккал/нм<sup>3</sup> – от 8010 до 8060;

Кроме того, оборудование станции позволяет использовать газ в объеме необходимом для работы всего оборудования на номинальной нагрузке.

Резервное топливо на котельной №2 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №2 приведено в табл.1.58.

Таблица 1.58 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной №2 ООО «ТЭС» за 2011-2013 г.г.

№ п/п	Статья приход/расход	Предшествующие годы		Отчетный (базовый) 2013 г.
		2011 г.	2012 г.	
1.	Приход*			
1.1.	Газ природный, т.у.т	1334,281	1140,194	998,882
1.2.	Нефтепродукты, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, тут	1334,281	1140,194	998,882
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	1334,281	1140,194	998,882
	в собственной котельной	1334,281	1140,194	998,882
	Итого суммарный расход	1334,281	1140,194	998,882

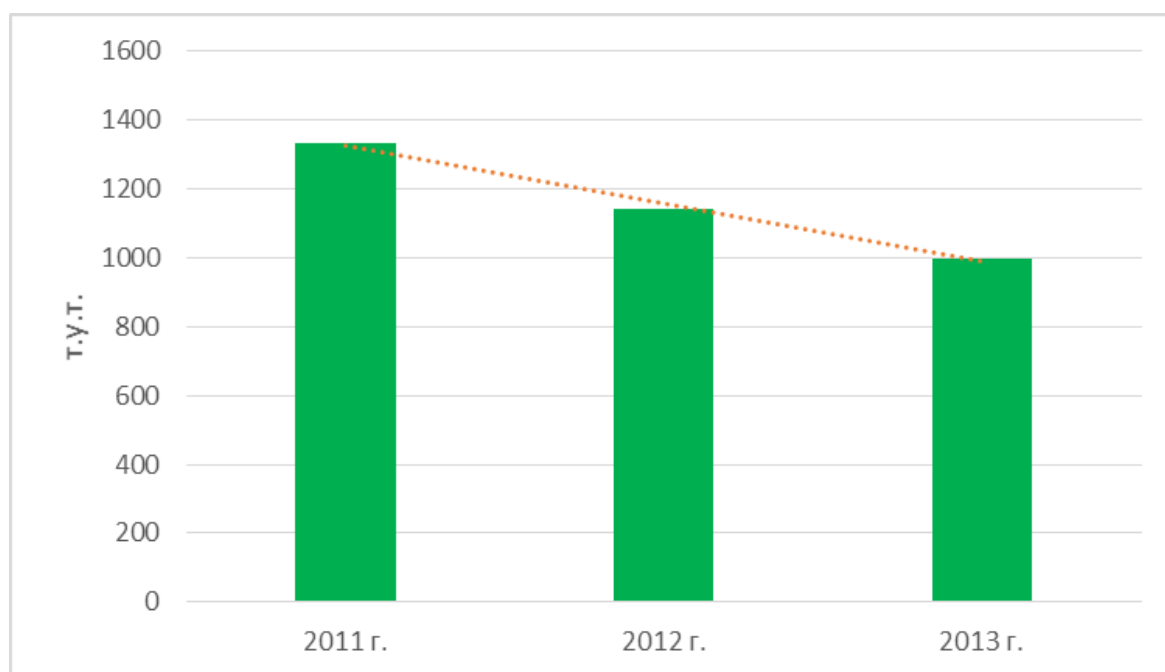


Рисунок 1.11 – Потребление газа котельной №2

### 1.8.3 Топливный баланс котельной по ул. Большая, 2а ООО «ТЭС»

Основным видом топлива для котельной по ул. Большая, 2а является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива ккал/м³ – от 8010 до 8060;

Кроме того, оборудование станции позволяет использовать газ в объеме необходимом для работы всего оборудования на номинальной нагрузке.

Резервное топливо на котельной по ул. Большая, 2а - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Большая, 2а приведено в табл.1.59.

Таблица 1.59 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Большая, 2а ООО «ТЭС» за 2011-2013 г.г.

№ п/п	Статья приход/расход	Предшествующие годы		Отчетный (базовый) 2013 г.
		2011 г.	2012 г.	
1.	Приход*			
1.1.	Газ природный, т.у.т	55,538	6,221	15,007
1.2.	Нефтепродукто, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, тут	55,538	6,221	15,007
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	55,538	6,221	15,007
	в собственной котельной	55,538	6,221	15,007
	Итого суммарный расход	55,538	6,221	15,007

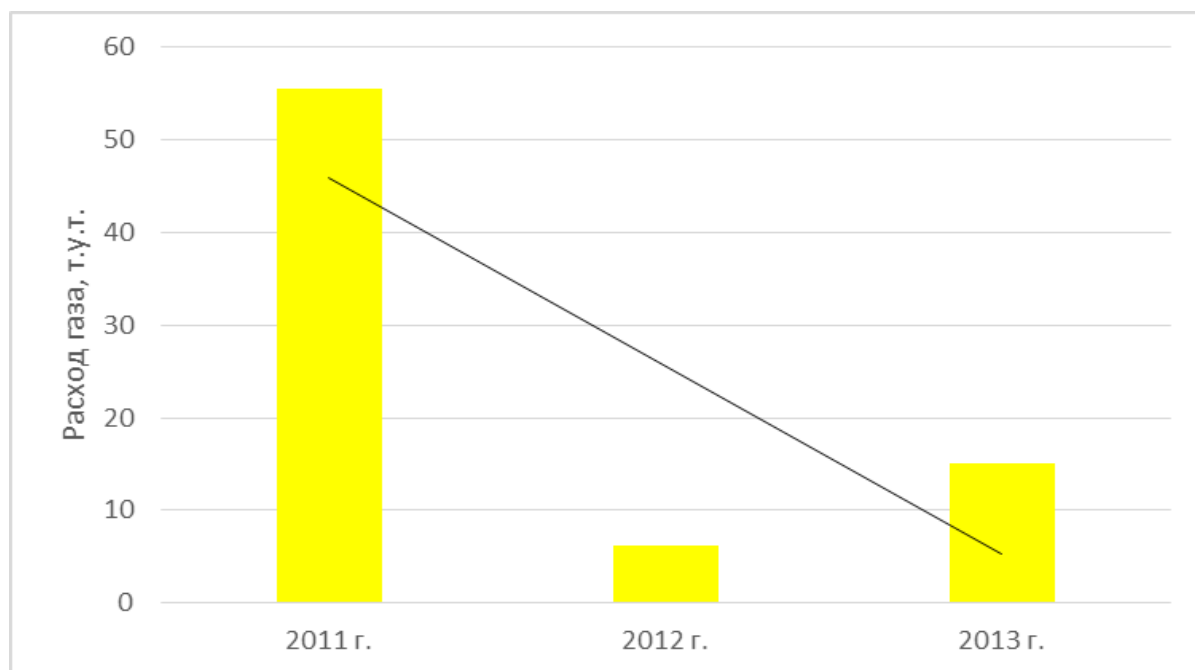


Рисунок 1.12 – Потребление газа котельной Большая, 2а

#### 1.8.4 Топливный баланс котельной по ул. Большая, 12 ООО «ТЭС»

Основным видом топлива для котельной по ул. Большая, 12 является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива ккал/нм<sup>3</sup> – от 8010 до 8060;

Кроме того, оборудование станции позволяет использовать газ в объеме необходимом для работы всего оборудования на номинальной нагрузке.

Резервное топливо на котельной по ул. Большая, 12 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Большая, 12 приведено в табл.1.60.

Таблица 1.60 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Большая, 12 ООО «ТЭС» за 2011-2013 г.г.

№ п/п	Статья приход/расход	Предшествующие годы		Отчетный (базовый) 2013 г.
		2011 г.	2012 г.	
1.	Приход*			
1.1.	Газ природный, т.у.т	16,497	14,937	15,007
1.2.	Нефтетопливо, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, тут	16,497	14,937	15,007
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	16,497	14,937	15,007
	в собственной котельной	16,497	14,937	15,007
	Итого суммарный расход	16,497	14,937	15,007

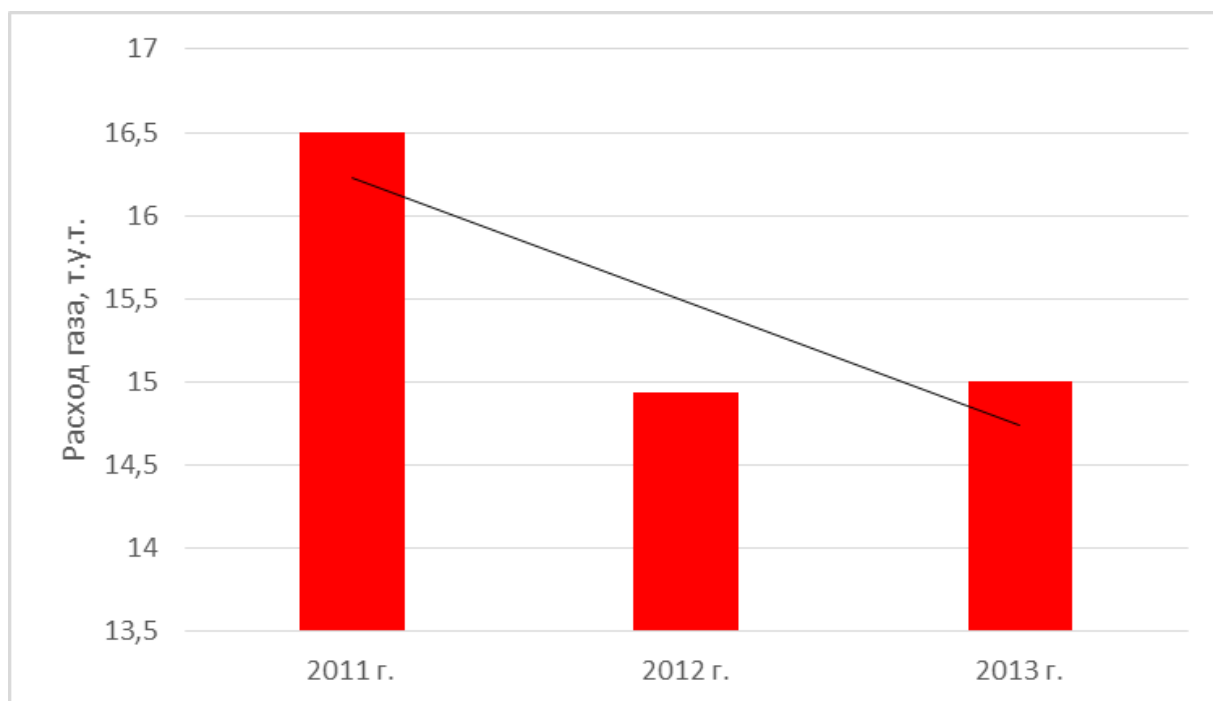


Рисунок 1.13 – Потребление газа котельной Большая, 12

#### 1.8.5 Топливный баланс котельной по ул. Мира, 3 ООО «ТЭС»

Основным видом топлива для котельной по ул. Мира, 3 является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива ккал/нм<sup>3</sup> – от 8010 до 8060;

Кроме того, оборудование станции позволяет использовать газ в объеме необходимом для работы всего оборудования на номинальной нагрузке.

Резервное топливо на котельной по ул. Мира, 3 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Мира, 3 приведено в табл.1.61.

Таблица 1.61 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Мира, 3 ООО «ТЭС» за 2011-2013 г.г.

№ п/п	Статья приход/расход	Предшествующие годы		Отчетный (базовый) 2013 г.
		2011 г.	2012 г.	
1.	Приход*			
1.1.	Газ природный, т.у.т	17,751	14,677	15,090
1.2.	Нефтепродукты, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, тут	17,751	14,677	15,090
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	17,751	14,677	15,090
	в собственной котельной	17,571	14,677	15,090
	Итого суммарный расход	17,571	14,677	15,090

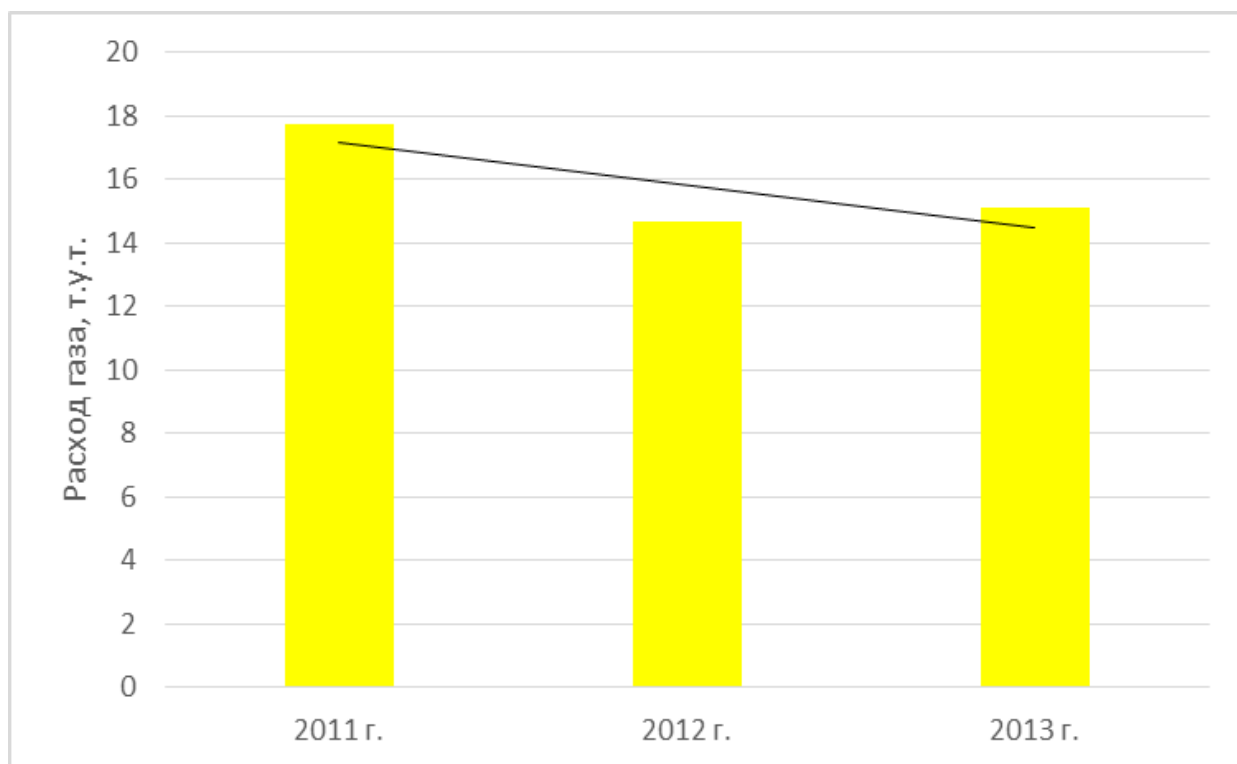


Рисунок 1.14 – Потребление газа котельной Мира, 3

#### 1.8.6 Топливный баланс котельной по ул. Мира, 7 ООО «ТЭС»

Основным видом топлива для котельной по ул. Мира, 7 является природный газ со следующими техническими характеристиками:

Калорийность топлива ккал/м<sup>3</sup> – от 8010 до 8060;

Кроме того, оборудование станции позволяет использовать газ в объеме необходимом для работы всего оборудования на номинальной нагрузке.

Резервное топливо на котельной по ул. Мира, 7 - отсутствует.

Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Мира, 7 приведено в табл.1.62.



Таблица 1.62 – Сведения по потреблению котельно-печного топлива по котельной по ул. Мира, 7 ООО «ТЭС» за 2011-2013 г.г.

№ п/п	Статья приход/расход	Предшествующие годы		Отчетный (базовый) 2013 г.
		2011 г.	2012 г.	
1.	Приход*			
1.1.	Газ природный, т.у.т	20,530	18,992	17,616
1.2.	Нефтепродукты, т.у.т	-	-	-
	Итого суммарный приход, тут	20,530	18,992	17,616
2	Расход			
2.1.	Технологическое использование всего, в том числе	-	-	-
2.2.	не топливное использование (в виде сырья)	-	-	-
	на выработку тепловой энергии всего,	20,530	18,992	17,616
	в собственной котельной	20,530	18,992	17,616
	Итого суммарный расход	20,530	18,992	17,616

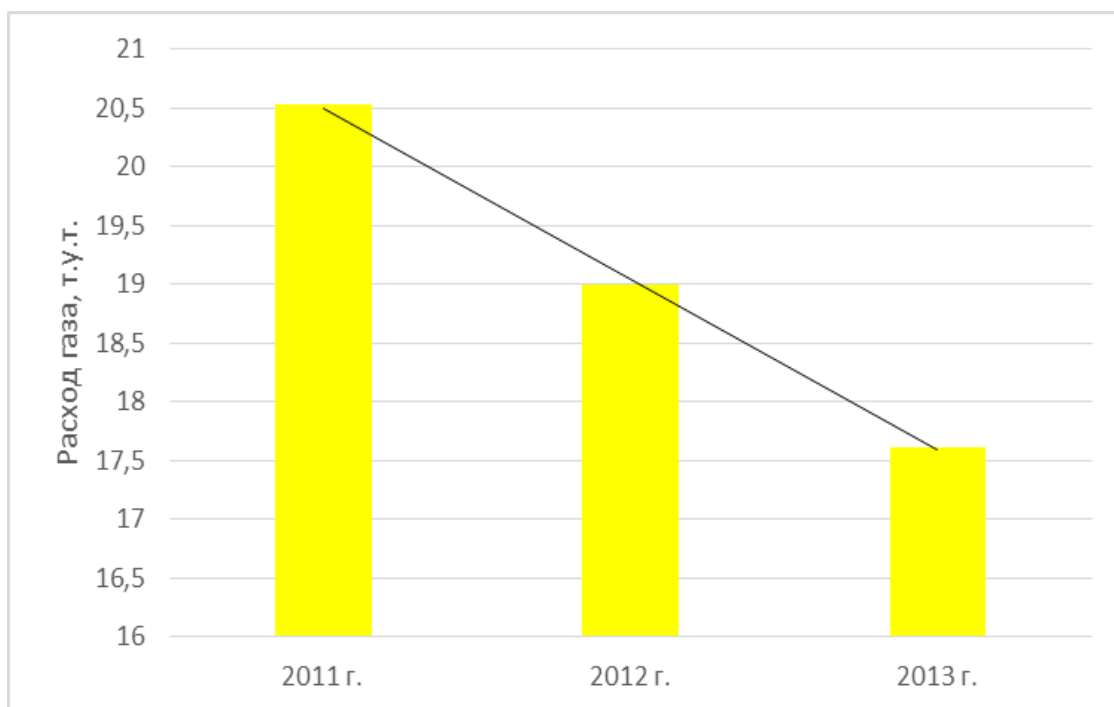


Рисунок 1.15 – Потребление газа котельной Мира, 7

### 1.8.7 Топливный баланс котельных г.п.Чамзинка

Основным топливом для котлоагрегатов котельной является газ. Ни на одной из котельных не имеется резервное топливо. Топливопотребление в 2013 году по 6 котельным составило 2833,463 тыс.м3 газа, наибольшее потребление составило по котельной №1 – 1896,127 тыс.м3 газа и по котельной №2 – 868,593 тыс.м3. Потребление газа в разрезе по котельным за 2013г. приведено в табл.1.63. и на рис.1.16

Таблица 1.35 – Объем потребленных ресурсов (газ) по всем котельным г.п. Чамзинка за 2013г.

Наименование	Вид топлива	Фактическое потребление газа, тыс.м3
Котельная №1	газ	1896,127
Котельная №2	газ	868,593
Котельная по ул. Большая, 2а	газ	27,252
Котельная по ул. Большая, 12	газ	13,050
Котельная по ул. Мира, 3	газ	13,122
Котельная по ул. Мира, 7	газ	15,319
<b>Всего</b>		<b>2833,463</b>

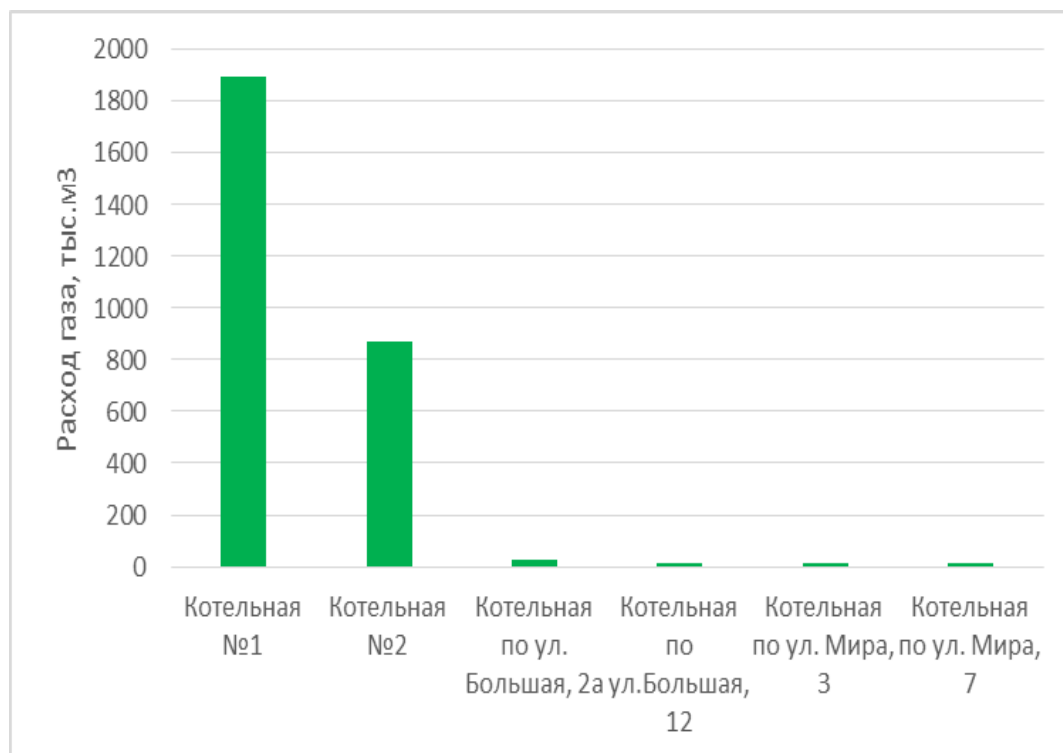


Рисунок 1.16- Потребление газа котельными за 2013г.

## 1.9 Технико-экономические показатели теплосетевых организаций г.п. Чамзинка

### 1.9.1 Утвержденные удельные расходы топлива по котельным ООО «ТЭС»

ООО «ТЭС» была образована в результате реорганизации в 2012г. МУП «Чамзинские тепловые сети», поэтому с 2010 по 2011г.г. утвержденные значения удельного расхода топлива приведены для МУП «Чамзинские тепловые сети». Значения нормативов за 2012г. и 2013 год включенных в тариф приведены в табл.1.36.

Таблица 1.36 – Удельные расходы топлива на отпущенную тепловую энергию утвержденные в тарифе для ООО «ТЭС»

Показатели	2011 г.	2012 г.	2013 г.
	Норматив утвержденный в МЭ	Норматив утвержденный в МЭ	Норматив утвержденный в МЭ
Удельный расход топлива на отпущенную тепловую энергию, кг.у.т./Гкал	172,02	165,18	165,520

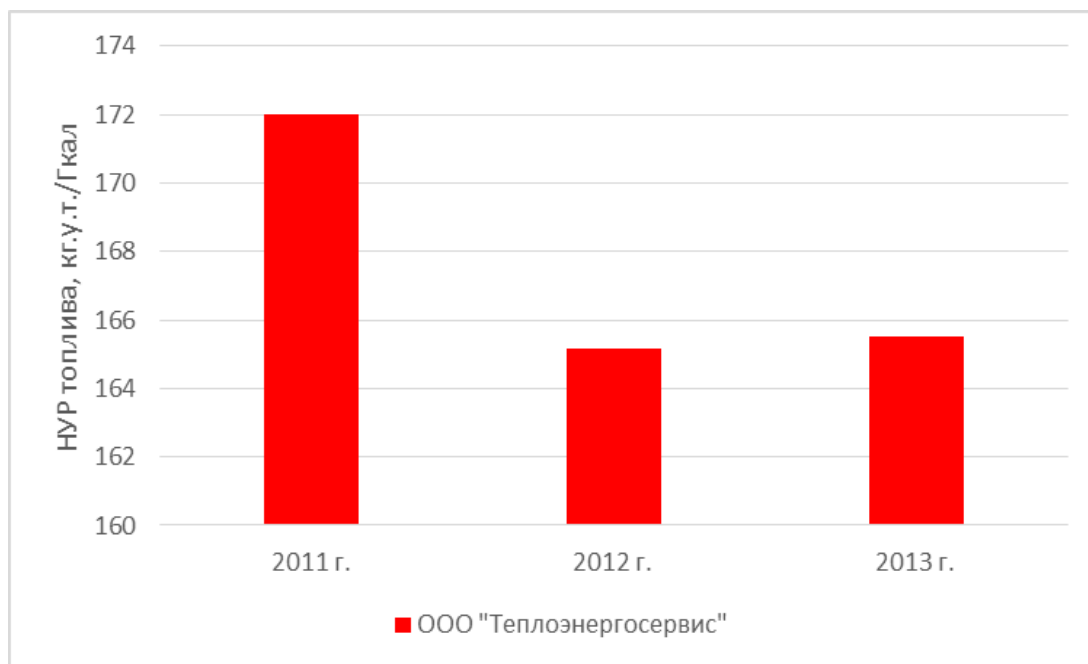


Рисунок 1.17 – Динамика удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию утвержденного в тарифе для ООО «ТЭС»

### 1.9.2 Отпуск тепловой энергии по котельной ООО «ТЭС»

В таблице 1.37 представлены данные по отпуску тепловой энергии от котельных ООО «ТЭС» за 2011-2013 г.г. расположенных в г.п. Чамзинка.

Таблица 1.37 – Отпуск тепловой энергии от котельных ООО «ТЭС»

Наименование котельной	По годам, тыс. Гкал		
	2011 г.	2012 г.	2013 г.
СЦТ от котельной №1	15,661	14,448	14,354
СЦТ от котельной №2	6,392	6,112	6,273
СЦТ от котельной по ул. Большая, 2а	0,170	0,175	0,151
СЦТ от котельной по ул. Большая, 12	0,0654	0,074	0,066
СЦТ от котельной по ул. Мира, 3	0,0705	0,0798	0,072
СЦТ от котельной по ул. Мира, 7	0,108	0,123	0,110

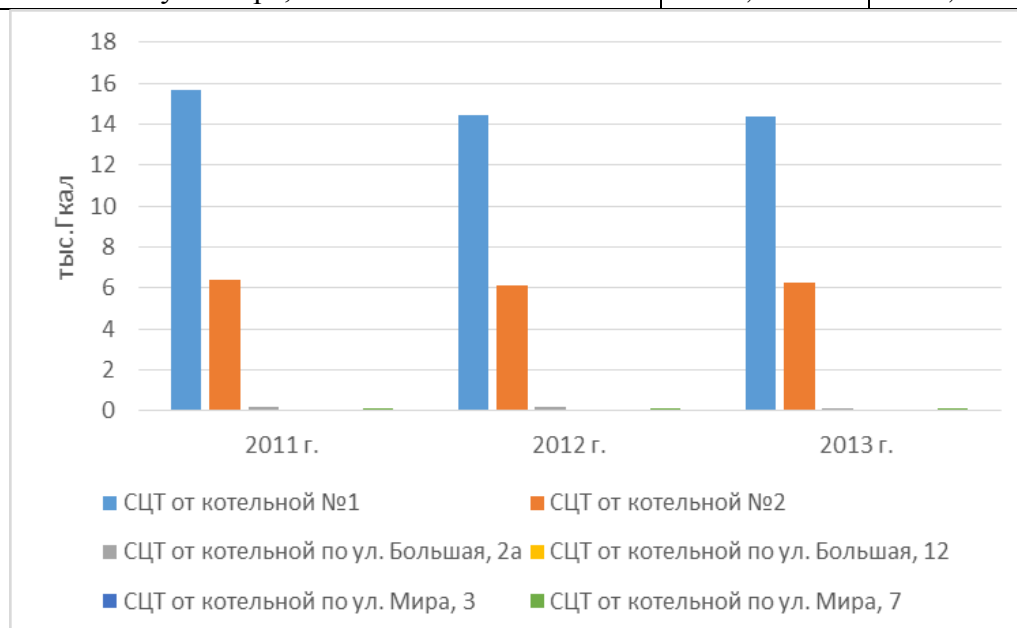


Рисунок 1.18 – Динамика отпущенной тепловой энергии в сеть котельных ООО «ТЭС»

### 1.9.3 Затраты тепла на собственные нужды а также удельный расход топлива по месяцам по котельным ООО «ТЭС»

Анализ данных по отпуску тепловой энергии, собственным нуждам и удельного расхода топлива по ООО «ТЭС» планируемых на 2013 г. приведен в табл. 1.38, а также на рис.1.19 и рис.1.20.

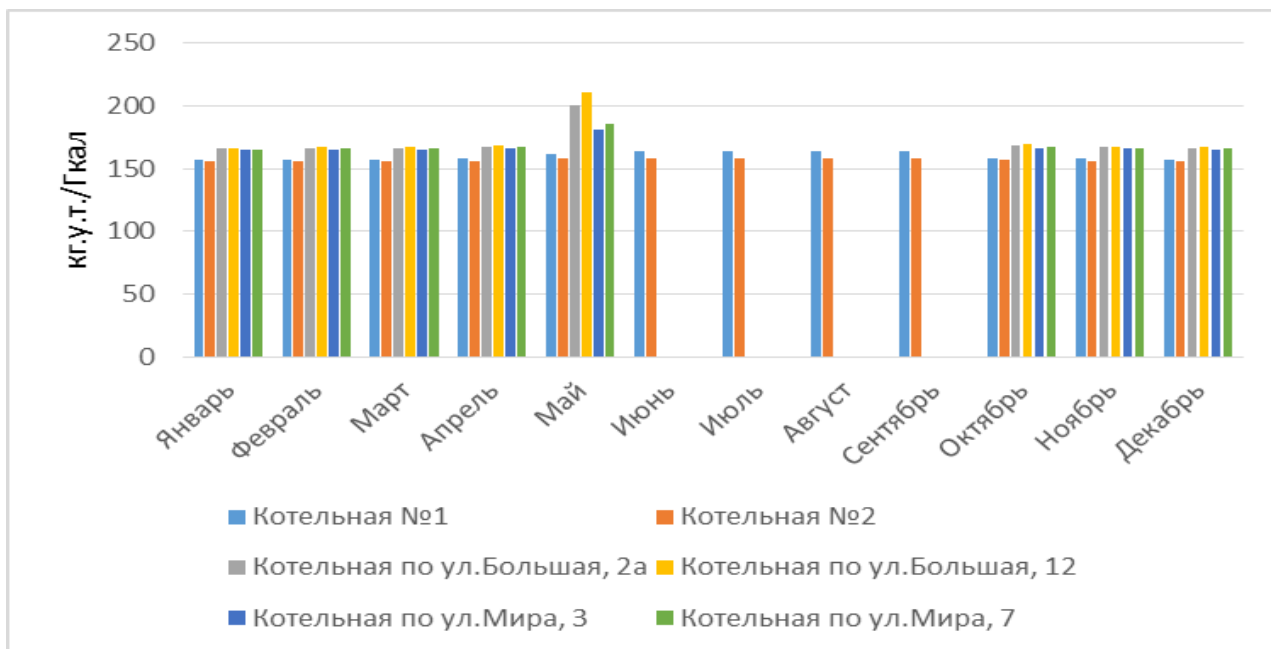


Рисунок 1.19-Динамика нормативного удельного расход топлива по ООО «ТЭС»

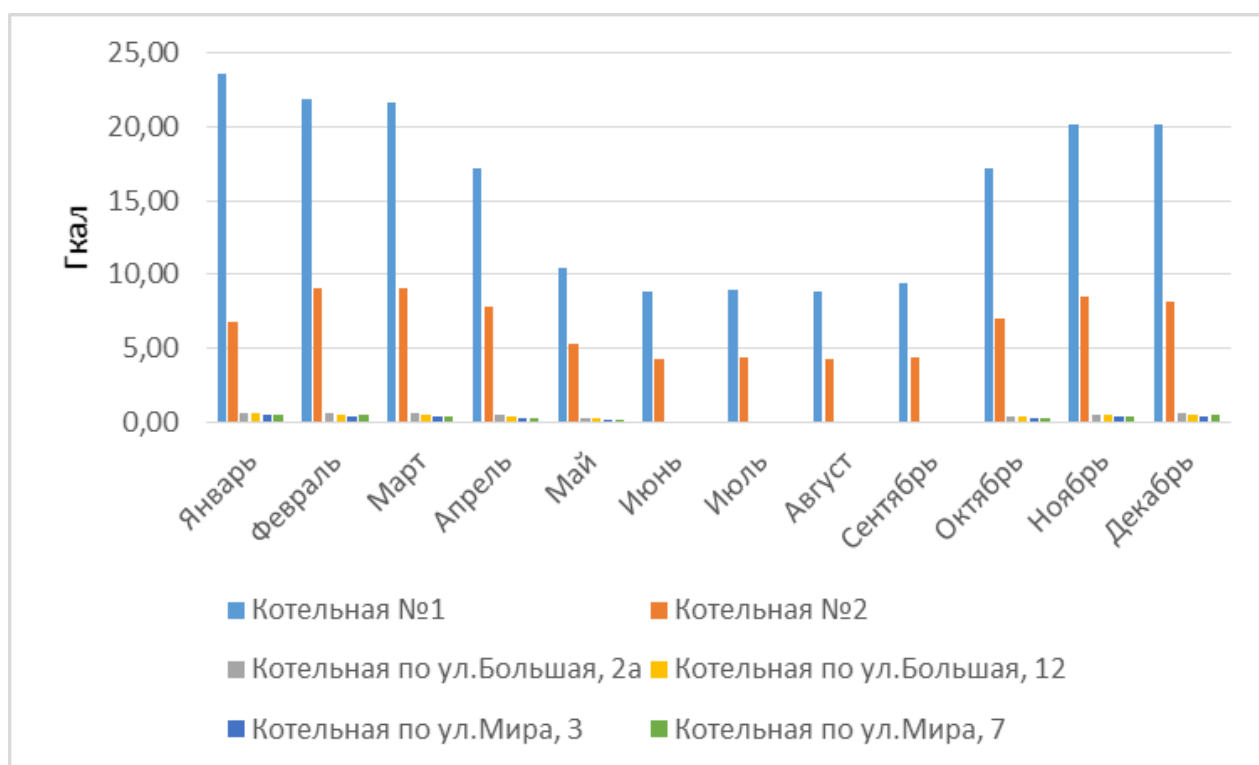


Рисунок 1.20-Динамика расхода тепловой энергии на собственные нужды по ООО «ТЭС»

Таблица 1.38 – Сводная таблица результатов расчетов НУР топлива на отпущенное тепло на каждый месяц 2013г. и в целом за год по котельным ООО “ТЭС”

Наименование котельной													
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	В целом за год
Котельная №1													
Отпуск тепла, Гкал	2796,45	2483,93	2297,64	1412,61	300,65	179,31	185,07	185,21	179,96	1115,85	1984,44	2507,61	<b>15628,73</b>
Нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т./Гкал	157,49	157,55	157,64	158,06	161,52	163,74	163,62	163,51	164,24	158,57	157,76	157,43	<b>158,05</b>
Котельная №2													
Отпуск тепла, Гкал	1033,29	921,85	889,49	623,85	243,39	186,59	189,46	187,46	181,70	507,43	779,32	945,21	<b>6689,03</b>
Нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т./Гкал	155,57	156,09	156,13	156,46	157,80	158,03	158,01	158,01	158,14	156,65	156,25	155,90	<b>156,36</b>
Котельная по ул. Большая, 2а													
Отпуск тепла, Гкал	37,35	33,07	29,46	15,75	1,13	0,00	0,00	0,00	0,00	12,28	25,05	32,91	<b>187,00</b>
Нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т./Гкал	165,97	166,44	166,63	167,95	201,12	0,00	0,00	0,00	0,00	168,64	166,89	166,46	<b>166,92</b>
Котельная по ул. Большая, 12													
Отпуск тепла, Гкал	29,16	25,82	23,00	12,29	0,88	0,00	0,00	0,00	0,00	9,58	19,56	25,70	<b>146,00</b>
Нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг. у.т./Гкал	166,72	166,90	167,30	169,00	211,48	0,00	0,00	0,00	0,00	169,89	167,64	166,93	<b>167,68</b>
Котельная по ул. Мира, 3													
Отпуск тепла, Гкал	42,35	37,49	33,40	17,85	1,28	0,00	0,00	0,00	0,00	13,92	28,40	37,31	<b>212,00</b>
Нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг.у.т./Гкал	165,43	165,49	165,59	166,42	181,61	0,00	0,00	0,00	0,00	166,73	165,72	165,51	<b>165,79</b>
Котельная по ул. Мира, 7													
Отпуск тепла, тыс. Гкал	34,95	30,95	27,57	14,74	1,06	0,00	0,00	0,00	0,00	11,49	23,44	30,80	<b>175,00</b>
Нормативный удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг. у.т/Гкал	165,56	165,80	165,92	166,89	185,29	0,00	0,00	0,00	0,00	167,26	166,08	165,82	<b>166,12</b>

## 1.10 Тарифы в системе теплоснабжения

### 1.10.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию

В таблице 1.40 и на рисунках 1.21-1.22 представлена динамика тарифов на тепловую энергию, установленных Министерством энергетики и тарифной политики Республика Мордовия.

Таблица 1.40 – Тарифы на тепловую энергию для потребителей г.п. Чамзинка

Наименование теплоснабжающей организации	Единица измерения	2010 г.	2011 г.	2012 г.			2013 г.	
		Период						
		с 01.01.2012г. по 31.12.2012г.	с 01.01.2012г. по 31.06.2012г.	с 01.01.2012г. по 01.06.2012г.	с 01.07.2012г. по 01.08.2012г.	с 01.09.2012г. по 31.12.2012г.	с 01.01.2012г. по 01.06.2012г.	с 01.07.2012г. по 31.12.2012г.
ООО «ТЭС»	руб./Гкал	950,00	1150,80	1357,94	1439,42	1515,00	1515,00	1640,00

Динамика тарифа на производство и передачу тепловой энергии, установленного Министерством энергетики Республики Мордовия для ООО «ТЭС», приведена на рисунке 1.21 соответственно.

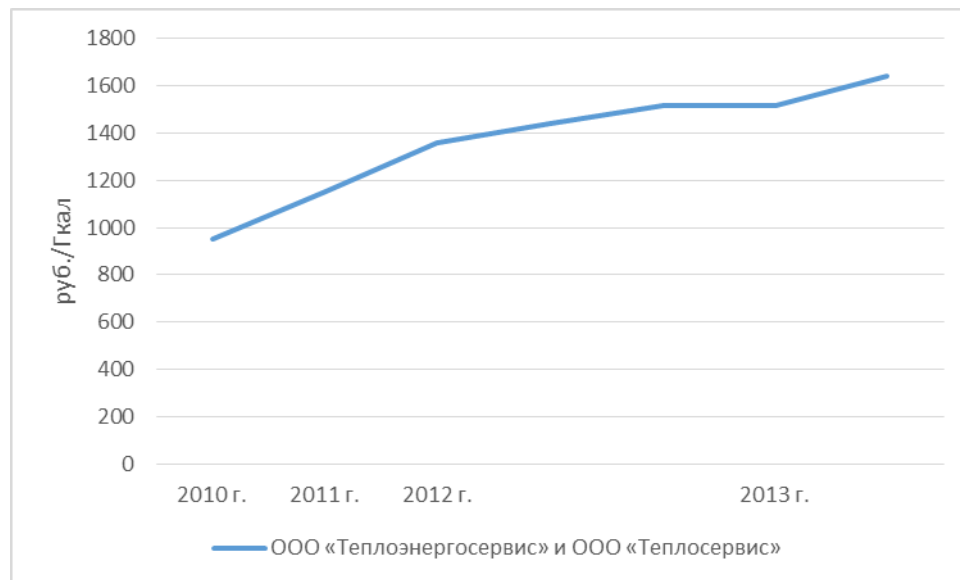


Рисунок 1.21 – Динамика тарифов на тепловую энергию для ООО «ТЭС»

## 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

### 2.1 Общие положения

Прогноз спроса на тепловую энергию для перспективной застройки территории городского поселения Чамзинка Чамзинского муниципального района Республики Мордовия на период до 2028 г. определялся на основе утвержденного генерального плана:

– в период до 2018 года – по генеральному плану в целях многоэтажного жилищного строительства с указанием площади жилых строений

. – в период с 2018 г. до 2028 гг. по планам территориального развития.

Следует отметить, что в «Схеме теплоснабжения...» принят оптимистический сценарий развития городского поселения.

На период до 2018 г. данные по вводу перспективной застройки городского поселения представлены детально.

### 2.2 Прогноз перспективной застройки

Прогнозируемые годовые объемы прироста перспективной застройки для каждого из периодов были определены по состоянию на начало следующего периода, т.е. исходя из величины площади застройки, введенной в эксплуатацию в течение рассматриваемого периода (например, в период 2014-2018 гг.), приводится прирост ресурсопотребления для условного 2018 г., в период 2019-2023 гг. – прирост ресурсопотребления за счет новой застройки, введенной в эксплуатацию в данный период и т.д.

Прогноз ввода жилищного фонда в целях многоэтажного строительства до 2018 г. принят по данным Администрации городского поселения Чамзинка.

Из представленных данных видно, что в период до 2018 г. в городском поселении Чамзинка прогнозируется прирост фондов площадей на уровне 6000 м<sup>2</sup>. При этом данный прирост обеспечивается строительством двух жилых домов (ж/д №9а, ул. Терешковой и ж/д №9, ул. Горячкина).

В период с 2019 по 2023 гг., с 2024 по 2028 гг. сведения о перспективной застройки отсутствуют.

Из представленных данных видно прирост жилищного фонда в городском поселении Чамзинка в период до 2028 г. прогнозируется на уровне 6000 м<sup>2</sup>, прирост общественного фонда – не предусматривается.

Таблица 2.1 – Жилищный фонд системы централизованного теплоснабжения

Наименование	Базовый год 2013 г.	2018 г.	2023 г.	Конец периода 2028 г.
Жилищный фонд, м <sup>2</sup>	62683,4	66621,73	66621,73	66621,73

Таблица 2.2 – Перспективный спрос на тепловую мощность (на отопительные цели), Гкал/ч

Наименование	Базовый год 2013 г.	2018 г.	2023 г.	Конец периода 2028 г.
Жилищный фонд, Гкал/ч	5,4701	6,1539	6,1539	6,1539
Административно-бытовые здания, Гкал/ч	1,1548	1,1548	1,1548	1,1548
Общеобразовательные школы и детские дошкольные учреждения, Гкал/ч	1,2211	1,2211	1,2211	1,2211
Объекты здравоохранения, Гкал/ч	0,0866	0,0866	0,0866	0,0866

Таблица 2.3 - Прогноз перспективной застройки и тепловой нагрузки на период до 2027 г.

№ пл.	Наименование объекта	Ориентировочный срок вода	Характеристика здания		Тепловая нагрузка, Гкал/ч		Теплопотребление, Гкал/год
			объём здания, м3	площадь здания, м2	отопление	ГВС	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Жилой 60 квартирный дом по ул. Терешковой	2014-2018	12500	3000	0,25	0,11	990
2	Жилой 60 квартирный дом по ул. Горячина	2014-2018	12500	3000	0,25	0,11	990
<b>Всего</b>			<b>25000</b>	<b>6000</b>	<b>0,50</b>	<b>0,22</b>	<b>1180</b>

### 3 Электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка

#### 3.1 Общее назначение электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка

Электронная модель системы теплоснабжения г.п. Чамзинка на базе информационно-графической системы «Zulu» (далее по тексту - электронная модель) разрабатывалась в целях: повышения эффективности информационного обеспечения процессов принятия решений в области текущего функционирования и перспективного развития системы теплоснабжения города; разработка мер для повышения надежности системы теплоснабжения;

Разработанная электронная модель предназначена для решения следующих задач: создания электронной схемы существующих и перспективных тепловых сетей и объектов системы теплоснабжения г.п. Чамзинка, привязанных к карте поселка; сведения балансов тепловой энергии; оптимизация гидравлических режимов, определение оптимальных диаметров проектируемых и реконструируемых тепловых сетей.

#### 3.2 Расчетные модули ГИС «ZULU»

##### 3.2.1 Общие положения

Электронная модель системы теплоснабжения г.п. Чамзинка разработана в составе основных модулей:

- ГИС «Zulu 7.0» («Зулу 7.0»);
- ГИС «ZuluServer 7.0» («ЗулуСервер 7.0»);
- программно-расчетный комплекс «ZuluThermo» («ЗулуТермо»).

Электронная модель разработана на базе геоинформационной системы Zulu 7.0. Для выполнения работ также была использована сетевая версия («ZuluServer»). Непосредственно для создания модели системы теплоснабжения использован программно-расчетный комплекс «ZuluThermo». Подробное описание основных функций программного комплекса приводится в Инструкции пользователя ГИС «ZuluThermo» и ГИС «Zulu 7.0» (прил. электр. форм.).

##### 3.2.2 ГИС «Zulu»

ГИС «Zulu» представляет собой функциональную платформу и пользовательскую среду, включающую в себя:

- ГИС-компоненту с многооконным интерфейсом, послойным представлением объектов и полным набором функций, присущих ГИС и обеспечивающих топологически корректный ввод, корректировку, визуализацию и обработку данных;
- многокритериальный информационно-поисковый функционал;
- инструментарий для графического, топологического и семантического описания сетей инженерных коммуникаций, представляющего собой единую информационно-аналитическую модель;
- специальным образом сконфигурированную многопользовательскую базу данных открытого формата, содержащую всю информацию, необходимую для функционирования комплекса - от гра-



фических данных до паспортов оборудования сетей;

- аналитический инструментарий, включающий в себя как графические (раскраски, выделения, подписи), так и табличные (справки, запросы, отчеты, документы) методы анализа данных;
- инструментарий для каталогизации «внешних» документов и мультимедийных данных (фотоизображения, видеофрагменты, документы Office и т.п.) с привязкой их к конкретным объектам сетей;

- средства для межсистемного обмена графической информацией со сторонними ГИС с использованием стандартных обменных форматов.

Система предоставляет широкие возможности:

- Создавать карты местности в различных географических системах координат и картографических проекциях, отображать векторные графические данные со сглаживанием и без;

- Осуществлять обработку растровых изображений форматов BMP, TIFF, PCX, JPG, GIF, PNG при помощи встроенного графического редактора;

- Пользоваться данными с серверов, поддерживающих спецификацию WMS (Web Map Service);

- С помощью создаваемых векторных слоев с собственным бинарным форматом, обеспечивающим высокую скорость работы, векторизовать растровые изображения;

- При векторизации использовать как примитивные объекты (символьные, текстовые, линейные, площадные) так и типовые объекты, описываемые самостоятельно в структуре слоя;

- Выполнять запросы к базам данных с отображением результатов на карте (поиск определенной информации, нахождение суммы, максимального, минимального значения, и т.д.);

- Выполнять пространственные запросы по объектам карты в соответствии со спецификациями OGC;

- Отображать объекты слоя в формате псевдо-3D позволяющем визуализироваться относительные высоты объектов (например, высоты зданий);

- Создавать и использовать библиотеку графических элементов систем тепло-, водо-, паро-, газоснабжения и режимов их функционирования;

- Создавать расчетные схемы инженерных коммуникаций с автоматическим формированием топологии сети и соответствующих баз данных;

- Изменять топологию сетей и режимы работы ее элементов;

- Решать топологические задачи (изменение состояния объектов (переключения), поиск отключающих устройств, поиск кратчайших путей, поиск связанных объектов, поиск колец);

- Решать транспортные задачи с учетом правил дорожного движения;

- Для быстрого перемещения в нужное место карты устанавливать закладки (закладка на точку на местности с определенным масштабом и отображения и закладка на определенный объект слоя (весьма удобно, если объект - движущийся по карте));

- Осуществлять программный доступ к данным через объектную модель для написания собственных конвертеров;

- Создавать собственные приложения, работающие под управлением Zulu.

### **3.2.3 Программно-расчетный комплекс «ZuluThermo»**

Программно-расчетный комплекс включает в себя полный набор функциональных компонент и соответствующие им информационные структуры базы данных, необходимых для гидравлического расчета и моделирования тепловых сетей.

#### **3.2.3.1 Построение расчетной модели тепловой сети**

При работе в геоинформационной системе сеть достаточно просто и быстро заносится с помощью манипулятора-мыши или по координатам. При этом сразу формируется расчетная модель.

#### **3.2.3.2 Наладочный расчет тепловой сети**

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производит-

ся расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество и место установки дроссельных шайб. Расчет может производиться при известном располагаемом напоре на источнике и его автоматическом подборе в случае, если заданного напора не достаточно.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

### **3.2.3.3 Поверочный расчет тепловой сети**

Целью поверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количестве тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплоснабжения. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

### **3.2.3.4 Конструкторский расчет тепловой сети**

Целью конструкторского расчета является определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике.

Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например тепловая камера. Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность изменения скорости движения воды по участкам тепловой сети, что приводит к изменению диаметров трубопровода, а значит и располагаемого напора в точке подключения.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов тепловой сети, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети, располагаемые напоры на потребителях.

### **3.2.3.5 Расчет требуемой температуры на источнике**

Целью задачи является определение минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у заданного потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной.

### **3.2.3.6 Коммутационные задачи**

Анализ отключений, переключений, поиск ближайшей запорной арматуры, отключающей участок от источников, или полностью изолирующей участок и т.д.

### **3.2.3.7 Пьезометрический график**

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). Это основной аналитический инструмент специалиста по гидравлическим расчетам тепловых сетей. При этом на экран выводятся: линия давления в подающем трубопроводе; линия давления в обратном трубопроводе; линия поверхности земли; линия потерь напора на шайбе; высота здания; линия вскипания; линия статического напора, цвет и стиль линий задается пользователем.

В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, геодезическая отметка, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, величина дросселируемого напора на шайбах у потребителей, потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках тепловой сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Построению пьезометрического графика предшествует выбор искомого пути. Для этой цели на схеме тепловой сети отмечаются не менее двух узлов, через которые должен пройти выбранный путь. В общем случае, с учетом закольцованности тепловых сетей, может существовать более одного пути, соединяющего заданные точки. В этом случае для однозначного определения результата можно указать промежуточные точки, либо изменить критерий поиска пути (это может быть минимизация количества участков, минимизация гидравлического сопротивления либо минимизация суммарной длины, поиск по линиям подающей или обратной магистрали). Путь строится программой автоматически, найденный путь "подсвечивается" на экране цветом выделения.

После выбора требуемого пути одним кликом мыши строится пьезометрический график. Состав отображаемой на нем информации, легенда и масштаб представления легко настраиваются пользователем в удобном для него виде. График может быть при необходимости распечатан либо экспортирован в другие приложения через буфер обмена Windows.

Пьезометрический график является незаменимым инструментом при калибровке гидравлической модели тепловой сети, поскольку графическая интерпретация гидравлического режима позволяет одновременно качественно и количественно оценить поправки, которые необходимо внести в расчетную модель, чтобы она наиболее адекватно повторяла "гидравлическое поведение" реальной тепловой сети в эксплуатации.

### **3.2.3.8 Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию**

Целью данного расчета является определение нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по месяцам. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

## **3.3 База данных электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка**

Графическая база данных по векторным слоям представляет собой семейство двоичных файлов, находящихся в одном каталоге и имеющих одно имя и разные расширения.

Для каждого векторного графического слоя обязательно должны существовать файлы с расширением B00 и B01, содержащие метрическую информацию об объектах слоя.

Хранение семантической информации в системе «Zulu» осуществляется в соответствии с реляционной моделью данных. Вся семантическая информация содержится в таблицах. База данных

представляет собой группу таблиц, между которыми установлены связи. Это означает, что одной записи в какой-либо из таблиц реляционной базы данных может соответствовать одна или несколько записей другой таблицы этой базы данных, в зависимости от типа связи между этими двумя таблицами.

Описание набора таблиц и связей между ними определяет структуру базы данных. Изменяя структуру, можно получать различные базы данных как из разных, так и из одних и тех же исходных таблиц. Каждая структура базы данных «Zulu» хранится в отдельном файле описания с расширением ZB (Zulu Base). Подключая к графическому слою ту или иную структуру базы данных, пользователь тем самым подключает к слою текущие правила выполнения запросов к семантической базе.

Это дает возможность иметь для одного графического слоя и для каждого типа несколько баз данных с различной структурой, подключая их попеременно, в зависимости от решаемой пользователем задачи.

Существует, однако, одно принципиальное ограничение, касающееся структуры базы данных, подключаемой к графическому слою. Привязать семантическую базу данных к графическому слою означает задать соответствие между объектами из графического слоя и записями из семантической базы данных. Исходя из этого, одна из связей в базе не является связью «таблица-таблица», а является связью «слой-таблица». Поле связи с графическим слоем – это поле базовой таблицы (обязательно числовое), значения которого соответствуют значениям ключей объектов слоя. Таким образом, из всех таблиц, входящих в состав семантической базы данных, только одна (базовая) таблица имеет непосредственную связь со слоем.

«Zulu» поддерживает работу с реляционными базами данных, используя сервис Borland Database Engine (BDE) компании Inprise. Основным объектом, с которым оперирует BDE, является база данных. Это может быть действительная база данных, например, Microsoft SQL Server или база данных Microsoft Access, а может быть совокупность таблиц Paradox или dBase. Система Zulu также оперирует понятием база данных, однако, здесь под этим термином подразумевается совокупность таблиц и связей между ними, объединенных для выполнения запроса к реальной базе данных с целью получить заданный пользователем срез информации. База данных Zulu задается файлом-описателем базы данных, имеющим расширение ZB и именуемым в дальнейшем zb-файлом.

Описатель базы данных Zulu хранит следующую информацию: список таблиц, участвующих в запросе; список таблиц-справочников; набор запросов, задающих правила выборки данных из таблиц; набор сменных форм для отображения разного представления информации.

### **3.4 Этапы создания электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка**

#### **3.4.1 Информационно-графическое описание объектов системы теплоснабжения положения**

На этапе описания объектов системы теплоснабжения г.п. Чамзинка было проведено информационно-графическое описание существующих объектов системы.

В состав плана города входят следующие слои: улицы; дома; городская черта; границы кварталов; названия улиц; подписи районов; границы водных объектов.

В качестве исходного материала для позиционирования объектов системы теплоснабжения (источники тепловой энергии, тепловые сети, потребители) на карте города были использованы схемы тепловых сетей теплоисточников.

В электронной модели тепловая сеть состоит из узлов и ветвей, связывающих эти узлы. К узлам относятся следующие объекты: источники, насосные станции, тепловые камеры, задвижки, потребители и т.д. Ряд элементов, такие как тепловые камеры, потребители и т.д., допускают дальнейшую классификацию.

Параллельно данному этапу проводился этап информационного описания объектов системы теплоснабжения: источники тепловой энергии, потребители, участки тепловых сетей.

Основой семантических данных об объектах системы теплоснабжения были базы данных по нагрузкам потребителей, а также информация по участкам тепловых сетей, источникам, потребителям.

В существующей базе данных электронной модели описаны следующие паспортные характеристики по приведенным ниже типам объектов системы теплоснабжения. Состав информации по каждому типу объектов носит как справочный характер (например: материал камеры, балансовая

принадлежность и т.д.), так и необходим для функционирования расчетной модели. Полнота заполнения базы данных по параметрам зависела от наличия исходных данных.

Таким образом, в результате выполнения данного этапа работ была создана карта города, выполнена привязка всех объектов системы теплоснабжения к карте, сформирована база данных по объектам.

Общий вид разработанной электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка представлен на рисунке 3.1.

### **3.4.2 Описание топологической связности объектов системы теплоснабжения**

На данном этапе была описана топологическая связность объектов системы теплоснабжения (источники тепловой энергии, тепловые камеры, участки тепловых сетей, потребители). Описание топологической связности представляет собой описание гидравлической структуры узлов системы. В результате выполнения данного этапа работ была создана гидравлическая модель системы теплоснабжения, отражающая существующее положение системы теплоснабжения города.

### **3.4.3 Отладка и калибровка электронной модели**

В рамках данного этапа была выполнена отладка работы расчетных математических модулей путем выявления ошибок в исходных данных.

На этапе отладки электронной модели был проведен анализ полноты внесенных исходных данных. Инструментарием для анализа и выявления ошибок во введенных исходных данных являются сгенерированные отчеты об объектах из созданной базы данных.

В дальнейшем разработанная электронная модель была использована в качестве основного инструментария для разработки сценариев развития системы теплоснабжения г.п. Чамзинка

### **3.4.4 Электронная модель перспективной системы теплоснабжения города**

Моделирование перспективных вариантов развития системы теплоснабжения (строительство новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии, перераспределение тепловых нагрузок между источниками, определение возможности подключения новых потребителей тепловой энергии, определение оптимальных вариантов качественного и надежного обеспечения тепловой энергией новых потребителей и т.д.) осуществляется через механизм создания и администрирования специальных "модельных" баз - наборов данных, клонируемых из основной (контрольной) базы данных описания тепловой сети, на которых можно производить любые манипуляции без риска исказить или повредить контрольную базу.

В электронной модели системы теплоснабжения представлены следующие слои баз данных для различных расчетных периодов:

- Существующее состояние системы теплоснабжения;
- Перспективное состояние системы теплоснабжения на 2014-2018 г.г. с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения;
- Перспективное состояние системы теплоснабжения на 2019-2023 г.г. с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения;
- Перспективное состояние системы теплоснабжения на 2024-2028 г.г. с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения.

В расчетных слоях созданы перспективные потребители тепла по перспективным строительным площадкам.

Результаты гидравлических расчетов представлены в табл. 3.1, 3.2.



Рисунок 3.1 - Общий вид рабочего экрана электронной модели системы теплоснабжения г.п. Чамзинка

Таблица 3.1 – Результаты гидравлического расчета (по потребителям) СЦТ от котельной №1 развития тепловых сетей на период 2014-2018 г.г.

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м	Путь, пройденный от источника, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ж/д ул. Терешковой, 22	0,1637	6,548	15,396	7,631	13,63	40,82	27,18	159
ж/д ул. Терешковой, 20	0,1066	4,264	12,543	7,345	13,34	40,67	27,33	175
д/с ул. Терешковой, 20а	0,1167	4,668	15,087	4,206	10,21	39,1	28,9	270
ж/д ул. Терешковой, 8	0,186	7,44	19,445	3,872	9,87	38,94	29,06	369
ж/д ул. Нижняя, 23	0,1088	4,352	15,252	3,5	9,5	38,75	29,25	510
ж/д ул. Нижняя, 21	0,1465	5,86	17,527	3,639	9,64	38,82	29,18	433
ж/д ул. Терешковой, 6	0,047	1,88	10,39	3,033	9,03	38,52	29,48	466
ж/д ул. Терешковой, 1	0,0905	3,62	16,732	1,672	7,67	37,84	30,16	699
ж/д ул. Терешковой, 2	0,0351	1,404	10,099	1,895	7,89	37,95	30,05	643
ж/д ул. Терешковой, 3	0,0336	1,344	9,664	2,071	8,07	38,04	29,96	599
ж/д ул. Терешковой, 4	0,0351	1,404	9,789	2,147	8,15	38,07	29,93	565
ж/д ул. Терешковой, 5	0,0388	1,552	9,971	2,437	8,44	38,22	29,78	527
д/с ул. Терешковой, 17а	0,1178	4,712	18,393	1,94	7,94	37,97	30,03	616
ж/д ул. Терешковой, 21	0,078	3,12	11,798	5,025	11,03	39,51	28,49	281
ж/д ул. Терешковой, 18	0,0502	2,008	9,464	5,025	11,03	39,51	28,49	290
ж/д ул. Терешковой, 17	0,1102	4,408	14,33	4,608	10,61	39,3	28,7	320
ж/д ул. Терешковой, 15	0,0742	2,968	11,919	4,364	10,36	39,18	28,82	347
ж/д ул. Терешковой, 7	0,0999	3,996	15,083	3,085	9,09	38,54	29,46	483
ж/д ул. Терешковой, 26	0,1686	6,744	20,811	2,425	8,42	38,21	29,79	510
ж/д ул. Терешковой, 25	0,1388	5,552	22,889	1,123	7,12	37,56	30,44	678
РДК ул. Терешковой, 7а	0,363	14,52	41,59	0,705	6,7	37,35	30,65	530
Админ здание по ул. Терешковой	0,1958	7,832	16,258	8,78	14,78	41,39	26,61	189
ж/д ул. Терешковой, 24	0,1666	6,664	15,142	8,448	14,45	41,22	26,78	245
ж/д ул. Терешковой, 23	0,0681	2,724	9,919	7,665	13,66	40,83	27,17	78
Лицей №1 ул. Ленина, 18	0,4689	18,756	27,914	5,794	11,79	39,9	28,1	102
ДЮСШ ул. Ленина, 20	0,2217	8,868	22,616	3,006	9,01	38,5	29,5	240
ДМШ ул. Ленина, 10	0,0803	3,212	11,763	5,389	11,39	39,69	28,31	307
ж/д ул. Горячкина, 10	0,098	3,92	11,672	8,278	14,28	41,14	26,86	151
ж/д ул. Горячкина, 14	0,1342	5,368	13,999	7,503	13,5	40,75	27,25	293
ж/д ул. Горячкина, 12	0,1258	5,032	13,379	7,903	13,9	40,95	27,05	218
ж/д ул. Горячкина, 8	0,0832	3,328	11,002	7,56	13,56	40,78	27,22	166
ж/д ул. Горячкина, 6	0,0771	3,084	10,651	7,39	13,39	40,69	27,31	190

Продолжение табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ж/д ул. Горячкина, 4	0,069	2,76	10,115	7,277	13,28	40,64	27,36	230
ж/д ул. Горячкина, 2	0,0487	1,948	8,492	7,295	13,3	40,65	27,35	235
ж/д ул. Горячкина, 7	0,236	9,44	19,314	6,404	12,4	40,2	27,8	324
д/с ул. Республик, 7а	0,0589	2,356	9,512	6,779	12,78	40,39	27,61	383
ж/д ул. Горячкина, 5	0,0783	3,132	11,127	6,4	12,4	40,2	27,8	295
ж/д ул. Горячкина, 3	0,0828	3,312	11,247	6,856	12,86	40,43	27,57	272
Адм. ЧМР ул. Победы, 1	0,2058	8,232	19,57	4,62	10,62	39,31	28,69	382
МФЦ ул. Победы, 3	0,0231	0,924	6,229	5,671	11,67	39,84	28,16	382
ж/д ул. Московская, 7	0,0229	0,916	6,013	6,419	12,42	40,21	27,79	383
ж/д ул. Победы, 13	0,0556	2,224	9,642	5,723	11,72	39,86	28,14	540
ж/д ул. Победы, 15	0,1198	4,792	14,673	4,953	10,95	39,48	28,52	550
ж/д ул. Почтовая, 3	0,0762	3,048	11,697	4,963	10,96	39,48	28,52	682
Почта России ул. Почтовая, 2	0,035	1,4	8,121	4,506	10,51	39,25	28,75	651
ж/д ул. Республик., 13а	0,1794	7,176	25,209	1,275	7,28	37,64	30,36	1002
Ростелеком ул. Почтовая, 2	0,0784	3,136	12,569	3,941	9,94	38,97	29,03	685
ЦРБ ул. Победы, 12	0,0866	3,464	12,929	4,295	10,29	39,15	28,85	702
МВД РФ ул. Республиканская, 24	0,1541	6,164	15,676	6,292	12,29	40,15	27,85	514
Гараж	0,008	0,32	3,073	11,48	12,48	40,24	27,76	291
Адм п/г Чамзинка	0,0471	1,884	8,73	6,112	12,11	40,06	27,94	331
ж/д ул. Терешковой, 19	0,1834	7,336	24,726	1,44	7,44	37,72	30,28	606
гараж	0,031	1,24	7,048	6,23	12,23	40,11	27,89	344
ж/д ул. Победы, 19	0,0235	0,94	6,762	4,226	10,23	39,11	28,89	700
Библиотека ул. Ленина, 12	0,0525	2,1	8,49	8,486	14,49	41,24	26,76	97
Нач.школа ул. Ленина, 12	0,0525	2,1	8,539	8,294	14,29	41,15	26,85	117
ж/д ул. Терешковой, 9	0,158	6,32	18,128	3,699	9,7	38,85	29,15	408
ДШИ ул. Терешковой, 23а	0,0224	0,896	5,625	8,018	14,02	41,01	26,99	121
ж/д ул. Терешковой, 9а	0,25	10	23,451	3,306	9,31	38,65	29,35	395
ж/д ул. Горячкина, 9	0,25	10	20,825	5,317	11,32	39,66	28,34	389



Таблица 3.2 – Результаты гидравлического расчета (по участкам) СЦТ от котельной №1 развития тепловых сетей на период 2014-2018 г.г.

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Котельная №1	ТУ Кот. №1	15	0,2	Надземная	268,712	1,299	45,619	2,486
ТУ Кот. №1	ТК1	24	0,3	Надземная	231,472	0,135	3,838	0,933
ТК1	ТУ18	70	0,2	Надземная	116,02	0,655	8,534	1,074
ТУ18	ТУ19	12	0,1	Надземная	10,812	0,044	3,004	0,408
ТУ19	ж/д ул. Терешковой, 22	38	0,1	Надземная	6,548	0,051	1,113	0,247
ТУ19	ж/д ул. Терешковой, 20	54	0,07	Надземная	4,264	0,195	3,193	0,335
ТУ20	ТУ18	129	0,2	Надземная	105,208	1	7,022	0,973
ТУ20	д/с ул. Терешковой, 20а	32	0,05	Надземная	4,668	0,808	23,579	0,735
ТУ20	ТУ28	107	0,15	Надземная	49,888	0,823	6,791	0,804
ТУ28	ж/д ул. Терешковой, 8	24	0,08	Надземная	7,44	0,152	4,709	0,444
ТУ28	ТК14	20	0,15	Надземная	32,448	0,071	2,885	0,523
ТУ29	ж/д ул. Нижняя, 23	110	0,08	Надземная	4,352	0,192	1,627	0,259
ТУ29	отпай на ж/д №21	3	0,125	Надземная	21,776	0,023	3,386	0,506
отпай на ж/д №21	ж/д ул. Нижняя, 21	30	0,08	Подвальная	5,86	0,1	2,932	0,349
отпай на ж/д №21	ТУ30	60	0,1	Надземная	15,916	0,383	5,827	0,577
ТУ30	ж/д ул. Терешковой, 6	3	0,05	Надземная	1,88	0,02	3,873	0,296
ТУ30	ТУ31	62	0,1	Надземная	14,036	0,307	4,539	0,509
ТУ31	ТУ32	38	0,1	Надземная	12,484	0,147	3,596	0,453
ТУ32	ТУ33	34	0,1	Надземная	6,368	0,039	1,053	0,241
ТУ33	ТУ34	44	0,08	Надземная	5,024	0,087	1,895	0,285
ТУ34	т.1	55	0,07	Надземная	3,62	0,113	1,985	0,268
т.1	ж/д ул. Терешковой, 1	3	0,08	Надземная	3,62	0,008	1,131	0,216
ТУ34	ж/д ул. Терешковой, 2	2	0,05	Надземная	1,404	0,009	2,175	0,221
ТУ33	ж/д ул. Терешковой, 3	2	0,05	Надземная	1,344	0,008	1,996	0,212
ТУ32	ж/д ул. Терешковой, 4	2	0,05	Надземная	1,404	0,009	2,175	0,221
ТУ31	ж/д ул. Терешковой, 5	2	0,05	Надземная	1,552	0,011	2,651	0,244
ТУ32	д/с ул. Терешковой, 17а	53	0,08	Надземная	4,712	0,113	1,904	0,281
ТУ20	ТУ21	33	0,15	Надземная	50,652	0,283	7,51	0,839
ТУ25	ТУ26	20	0,125	Надземная	23,628	0,103	4,333	0,567
ТУ24	ТУ25	116	0,15	Надземная	38,148	0,515	4,27	0,632

Продолжение табл. 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ23	ТУ24	27	0,15	Надземная	41,116	0,147	4,621	0,663
ТУ22	ТУ23	35	0,15	Надземная	45,524	0,225	5,66	0,734
ТУ21	ТУ22	4	0,15	Надземная	47,532	0,054	6,168	0,766
ТУ21	ж/д ул. Терешковой, 21	10	0,05	Надземная	3,12	0,116	8,548	0,453
ТУ22	ж/д ул. Терешковой, 18	15	0,05	Надземная	2,008	0,062	3,567	0,291
ТУ23	ж/д ул. Терешковой, 17	10	0,07	Надземная	4,408	0,046	3,41	0,346
ТУ24	ж/д ул. Терешковой, 15	10	0,07	Надземная	2,968	0,021	1,559	0,233
ТУ26	ж/д ул. Терешковой, 7	10	0,07	Надземная	3,996	0,043	2,808	0,313
ТУ26	ТУ27	31	0,1	Надземная	19,632	0,36	9,834	0,742
ТУ27	ж/д ул. Терешковой, 26	6	0,1	Надземная	6,744	0,014	1,179	0,255
ТУ25	РДК ул. Терешковой, 7а	77	0,08	Надземная	14,52	1,336	15,598	0,823
ТК1	ТК2	15	0,15	Подземная канальная	23,384	0,03	1,506	0,377
ТК2	отпай на А/з по ул. Терешковой	115	0,15	Подземная канальная	20,66	0,141	1,178	0,333
отпай на А/з по ул. Терешковой	Админ здание по ул. Терешковой	20	0,15	Подвальная	7,832	0,005	0,187	0,13
ТК3	ТК4	129	0,1	Подземная канальная	6,164	0,135	0,987	0,233
ТК3	ж/д ул. Терешковой, 24	5	0,07	Подземная канальная	6,664	0,066	7,747	0,523
ТК2	ж/д ул. Терешковой, 23	24	0,04	Подземная канальная	2,724	0,704	27,391	0,684
ТУ Кот. №1	ТУ1	24	0,125	Надземная	37,24	0,336	10,718	0,893
ТУ1	ТУ2	53	0,08	Надземная	4,2	0,087	1,517	0,25
ТУ1	ТК3	24	0,125	Надземная	33,04	0,234	8,445	0,792
ТК3	ТУ4	34	0,1	Надземная	27,624	0,714	19,421	1,043
ТУ4	Лицей №1 ул. Ленина, 18	5	0,07	Надземная	18,756	0,52	60,879	1,471
т.3	ДЮСШ ул. Ленина, 20	39	0,07	Подземная канальная	8,868	0,606	13,676	0,696
ТК3	ТУ5	182	0,07	Подземная канальная	5,416	0,843	4,411	0,401
ТУ5	отпай на туалет	10	0,05	Надземная	3,212	0,101	9,055	0,466
ТК6	ж/д ул. Горячкина, 10	8	0,1	Подземная канальная	3,92	0,005	0,405	0,148
ТК1	ТК5	58	0,2	Подземная канальная	92,068	0,348	5,382	0,852
ТК5	ТК6	46	0,125	Подземная канальная	14,32	0,073	1,474	0,332
ТК5	ТК9	12	0,2	Подземная канальная	77,748	0,072	3,844	0,719
ТК10	ж/д ул. Горячкина, 8	12	0,05	Подземная канальная	3,328	0,172	12,027	0,524
ТК10	ТК11	10	0,2	Подземная канальная	73,524	0,057	3,439	0,68
ТК11	ТК12	20	0,08	Подземная канальная	7,792	0,114	5,161	0,465

Продолжение табл. 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
TK12	ж/д ул. Горячкина, 6	6	0,05	Надземная	3,084	0,085	10,338	0,486
TK12	отпай на ж/д №4	41	0,08	Подземная канальная	4,708	0,082	1,901	0,281
отпай на ж/д №4	ж/д ул. Горячкина, 4	5	0,05	Подземная канальная	2,76	0,06	8,292	0,435
отпай на ж/д №4	ж/д ул. Горячкина, 2	10	0,05	Подземная канальная	1,948	0,051	4,156	0,307
TK11	ТУ7	98	0,2	Подземная канальная	65,732	0,306	2,752	0,608
ТУ7	TK13	47	0,125	Подземная канальная	21,796	0,185	3,392	0,506
TK13	ТУ ж/д №7	10	0,1	Подземная канальная	19,44	0,177	9,644	0,734
TK13	д/с ул. Республик, 7а	74	0,1	Надземная	2,356	0,013	0,15	0,089
ТУ7	ж/д ул. Горячкина, 5	33	0,05	Подземная канальная	3,132	0,388	10,66	0,493
ТУ7	ж/д ул. Горячкина, 3	10	0,05	Подземная канальная	3,312	0,16	11,912	0,521
ТУ7	ТУ8	60	0,15	Надземная	37,492	0,286	4,126	0,621
ТУ8	ТУ9	17	0,08	Надземная	10,396	0,175	9,156	0,62
ТУ9а	Адм. ЧМР ул. Победы, 1	5	0,05	Надземная	8,232	0,532	73,048	1,296
ТУ9а	МФЦ ул. Победы, 3	5	0,05	Надземная	0,924	0,007	0,955	0,145
ТУ8	ТУ8а	16	0,15	Надземная	27,096	0,055	2,163	0,449
ТУ10	ТУ12	38	0,15	Надземная	26,18	0,086	2,02	0,434
ТУ12	ж/д ул. Победы, 13	34	0,08	Надземная	2,224	0,018	0,434	0,133
ТУ12	ТУ13	34	0,125	Надземная	23,956	0,155	4,093	0,556
ТУ13	ж/д ул. Победы, 15	10	0,05	Надземная	4,792	0,249	20,065	0,695
ТУ13	ТУ14	58	0,125	Надземная	19,164	0,162	2,627	0,445
ТУ14	т. 1	78	0,08	Надземная	3,048	0,066	0,806	0,182
т. 1	ж/д ул. Почтовая, 3	6	0,07	Надземная	3,048	0,016	1,643	0,239
ТУ14	ТУ15	38	0,1	Надземная	16,116	0,278	5,974	0,585
ТУ15	Почта России ул. Почто- вая, 2	15	0,05	Надземная	1,4	0,032	1,75	0,203
ТУ15	ТУ16	24	0,1	Надземная	11,252	0,078	2,926	0,408
ТУ16	ТУ17	10	0,08	Надземная	8,116	0,06	4,903	0,46
ТУ16	Ростелеком ул. Почтовая, 2	25	0,05	Надземная	3,136	0,236	8,635	0,455
ТУ15	т. 2	64	0,07	Надземная	3,464	0,126	1,82	0,256
т. 2	ЦРБ ул. Победы, 12	2	0,07	Надземная	3,464	0,012	2,116	0,272
ТУ5	ТУ6	41	0,07	Надземная	2,204	0,04	0,867	0,173
ТУ6	Гараж	5	0,032	Надземная	0,32	0,008	1,358	0,129
ТУ6	Адм п/г Чамзинка	45	0,05	Надземная	1,884	0,193	3,89	0,297
ТУ27	отпай на ж/д № 19	99	0,1	Надземная	12,888	0,445	4,257	0,487

Продолжение табл. 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
отпай на ж/д № 19	ж/д ул. Терешковой, 19	3	0,07	Подвальная	7,336	0,061	9,377	0,575
отпай на ж/д № 19	ж/д ул. Терешковой, 25	75	0,08	Надземная	5,552	0,219	2,635	0,331
ТК6	ТК7	30	0,1	Подземная канальная	10,4	0,082	2,503	0,377
ТК7	ж/д ул. Горячкина, 12	45	0,08	Подземная канальная	5,032	0,111	2,168	0,3
ТК7	ТК8	70	0,08	Подземная канальная	5,368	0,178	2,465	0,32
ТУ9	ТУ9а	38	0,08	Надземная	9,156	0,285	7,112	0,546
ТУ9	гараж	5	0,05	Надземная	1,24	0,012	1,703	0,195
ТУ17	ж/д ул. Республик., 13а	332	0,08	Надземная	7,176	1,51	4,383	0,428
ТУ17	ж/д ул. Победы, 19	30	0,05	Надземная	0,94	0,034	0,988	0,148
ТУ2	Библиотека ул. Ленина, 12	5	0,05	Надземная	2,1	0,035	4,822	0,331
ТУ2	Нач.школа ул. Ленина, 12	25	0,05	Надземная	2,1	0,131	4,822	0,331
ТУ4	т.3	104	0,07	Надземная	8,868	1,308	11,752	0,656
отпай на А/з по ул. Терешковой	ТК3	71	0,125	Подземная канальная	12,828	0,106	1,289	0,308
ТК14	ТУ29	35	0,15	Надземная	26,128	0,074	1,876	0,421
ТК14	ж/д ул. Терешковой, 9	43	0,08	Подземная канальная	6,32	0,168	3,406	0,377
отпай на туалет	ДМШ ул. Ленина, 10	52	0,05	Надземная	3,212	0,492	9,055	0,466
ТК4	МВД РФ ул. Республ, 24	145	0,07	Надземная	6,164	1,008	6,634	0,484
ТК9	ТК10	45	0,2	Подземная канальная	76,852	0,194	3,756	0,711
ТК9	ДШИ ул. Терешковой, 23а	12	0,032	Подземная канальная	0,896	0,137	10,337	0,361
ТК8	ж/д ул. Горячкина, 14	50	0,08	Подземная канальная	5,368	0,133	2,465	0,32
ТУ28	ж/д ул. Терешковой, 9а	50	0,08	Подземная канальная	10	0,435	7,425	0,567
ТУ ж/д №7	ж/д ул. Горячкина, 7	5	0,1	Подвальная	9,44	0,024	2,295	0,357
ТУ ж/д №7	ж/д ул. Горячкина, 9	70	0,08	Подвальная	10	0,568	7,425	0,567
ТУ8а	ТУ10	130	0,15	Надземная	26,18	0,281	2,02	0,434
ТУ8а	ж/д ул. Московская, 7	45	0,05	Надземная	0,916	0,038	0,76	0,133

Таблица 3.3 – Результаты гидравлического расчета (по потребителям) СЦТ от котельной №2 развития тепловых сетей на период 2014-2018 г.г.

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м	Путь, пройденный от источника, м
ж/д ул. Микрорайон-6, 4	0,2253	9,012	16,543	10,845	16,84	44,52	27,68	293
ж/д ул. Дальняя, 4а	0,1074	4,296	11,919	9,143	15,14	43,67	28,53	576
ж/д ул. Зеленая, 8а	0,1391	5,564	13,5	9,32	15,32	43,76	28,44	642
ж/д ул. Микрорайон-6, 5	0,2284	9,136	15,651	13,911	19,91	46,06	26,14	162
ж/д ул. Микрорайон-6, 5а	0,1266	5,064	11,603	14,147	20,15	46,17	26,03	162
ж/д ул. Микрорайон-6, 10	0,1402	5,608	12,137	14,496	20,5	46,35	25,85	117
ж/д ул. Микрорайон-6, 22	0,1079	4,316	20,47	1,061	7,06	39,63	32,57	1024
ж/д ул. Микрорайон-6, 17	0,1314	5,256	18,662	2,278	8,28	40,24	31,96	776
ж/д ул. Микрорайон-6, 21	0,1041	4,164	0	0	6,01	39,11	33,09	995
ж/д ул. Микрорайон-6, 19	0,0883	3,532	17,433	1,351	7,35	39,78	32,42	894
ж/д ул. Микрорайон-6, 18	0,0635	2,54	13,591	1,891	7,89	40,05	32,15	820
Д/с ул. Микрорайон-6, 10а	0,1132	4,528	11,189	13,082	19,08	45,64	26,56	106

Таблица 3.4 – Результаты гидравлического расчета (по участкам) СЦТ от котельной №2 развития тепловых сетей на период 2014-2018 г.г.

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с
Котельная №2	ТУ1	27	0,15	Надземная	63,016	0,367	11,606	1,044
ТУ1	ТК1	35	0,15	Надземная	37,6	0,164	4,149	0,623
ТК1	Д/с ул. Микрорайон-6, 10а	44	0,05	Подземная канальная	4,528	1,027	22,192	0,713
ТК1	ТК3	208	0,1	Подземная канальная	18,872	1,771	8,179	0,685
ТК3	ж/д ул. Микрорайон-6, 4	23	0,07	Подземная канальная	9,012	0,374	14,122	0,707
ТК3	ТК4	272	0,1	Подземная канальная	9,86	0,638	2,252	0,358
ТК4	ж/д ул. Дальняя, 4а	34	0,05	Подземная канальная	4,296	0,587	16,143	0,623
ТК4	ж/д ул. Зеленая, 8а	100	0,07	Подземная канальная	5,564	0,499	4,653	0,412
ТК1	ТК2	80	0,1	Подземная канальная	14,2	0,442	5,162	0,536
ТК2	ж/д ул. Микрорайон-6, 5	20	0,08	Подземная канальная	9,136	0,171	7,081	0,545
ТК2	ж/д ул. Микрорайон-6, 5а	20	0,08	Подземная канальная	5,064	0,053	2,196	0,302
ТУ1	ТК5	60	0,125	Надземная	25,416	0,311	4,604	0,59
ТК6	ж/д ул. Микрорайон-6, 10	10	0,07	Подземная канальная	5,608	0,064	4,726	0,415
ТК7	ж/д ул. Микрорайон-6, 17	30	0,07	Подземная канальная	5,256	0,162	4,835	0,412
ТК7	ТК8	64	0,1	Подземная канальная	14,552	0,34	4,876	0,528
ТК9	ТК10	85	0,1	Подземная канальная	8,48	0,147	1,67	0,308
ТК8	ТК9	74	0,1	Подземная канальная	12,012	0,256	3,331	0,436
ТК8	ж/д ул. Микрорайон-6, 18	10	0,07	Подземная канальная	2,54	0,015	1,147	0,199
ТК9	ж/д ул. Микрорайон-6, 19	10	0,07	Подземная канальная	3,532	0,03	2,199	0,277
ТК6	ТК7	639	0,1	Подземная канальная	19,808	6,012	9,006	0,719
ТК10	ТК11	14	0,05	Подземная канальная	4,164	0,284	18,782	0,656
ТК10	ж/д ул. Микрорайон-6, 22	55	0,1	Надземная	4,316	0,028	0,441	0,157
ТК5	ТК6	20	0,125	Подземная канальная	25,416	0,109	4,604	0,59
ТК11	ж/д ул. Микрорайон-6, 21	12	0,05	Подземная канальная	4,164	0,268	18,782	0,656

#### **4 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности**

##### **4.1 Общие положения**

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей разработаны в соответствии с подпунктом 2 пункта 3 и пунктом 5 Требований к схемам теплоснабжения. Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей составлены для каждого из вариантов развития системы теплоснабжения.

В первую очередь рассмотрены балансы тепловой мощности существующего оборудования источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, сложившихся (установленных по утвержденным картам гидравлических режимов тепловых сетей) в отопительном периоде 2010-2012г. Установленные тепловые балансы в указанных годах являются базовыми и неизменными для всего дальнейшего анализа перспективных балансов последующих отопительных периодов. Данные балансы, а также установленные зоны действия источников тепловой энергии определены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, представлены в первом разделе «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

Далее рассмотрены балансы располагаемой тепловой мощности и перспективной присоединенной тепловой нагрузки для каждого из вариантов развития системы теплоснабжения, предложенных к рассмотрению.

В данном случае использованы предложения о развитии (или сокращении) установленной тепловой мощности источников тепловой энергии и сокращению (или расширению) зон действия источников тепловой энергии с тем, чтобы обеспечить нормативные требования к перспективным резервам тепловой мощности источников теплоснабжения.

Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки были составлены для источников тепловой энергии задействованных в схеме теплоснабжения города, на которых происходит изменение перспективной тепловой нагрузки. В балансах также приведены суммарные данные по установленной тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузке прочих котельных, на которых тепловая нагрузка неизменна.

##### **4.2 Баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на перспективу до 2028 г. с выделением этапов в 2014-2018г.г., 2019-2023г.г., 2024-2028г.г., при развитии систем теплоснабжения.**

###### **4.2.1 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2018 г.**

На основании проведенных гидравлических расчетов и анализа перспективных тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников определено, что для обеспечения прогнозируемых тепловых нагрузок необходимо по источникам теплоснабжения к 2018 г. включительно выполнить мероприятия: установка теплообменников глубокой утилизации в котельных №1 и №2.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок за период с 2014 г. по 2018 г. включительно в зонах действия основных котельных, задействованных в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Прогнозируемые к 2018 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения, (Гкал/ч)

№	Источник	Базовая нагрузка на 2014 г.	Прирост тепловой нагрузки
1	Котельная №1	6,5597	7,1269
2	Котельная №2	1,8861	1,8744
3	Котельная по ул. Большая, 2а	0,0659	0,0659
4	Котельная по ул. Большая, 12	0,0281	0,0281
5	Котельная по ул. Мира, 3	0,0313	0,0313
6	Котельная по ул. Мира, 7	0,0483	0,0484
	<b>Всего</b>	<b>8,6194</b>	<b>9,175</b>

Из таблицы 4.1 следует, что за пять лет с 2014 по 2018 г. ожидается прирост тепловой нагрузки в объеме 0,5556 Гкал/ч, что составляет 6,44%.

Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки по состоянию на 2018 г. представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на 2018 г. при развитии систем теплоснабжения (Гкал/ч)

№	Источник	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка 2014-2018г.г., Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв(+) Дефицит (-)
1	Котельная №1	7,60	7,1269	0,021	0,3366	0,12
2	Котельная №2	3,56	1,8744	0,009	0,219	1,46
3	Котельная по ул. Большая, 2а	0,14	0,0659	0,001	0	0,08
4	Котельная по ул. Большая, 12	0,14	0,0281	0,001	0	0,12
5	Котельная по ул. Мира, 3	0,11	0,0313	0,001	0	0,08
6	Котельная по ул. Мира, 7	0,08	0,0484	0,001	0	0,03
	<b>Всего</b>	<b>11,64</b>	<b>9,175</b>	<b>0,0342</b>	<b>0,5556</b>	<b>1,8737</b>

Анализ таблицы 4.2 показывает, что к 2018 г. суммарная расчетная присоединенная тепловая нагрузка по источникам теплоснабжения увеличится на 0,5556 Гкал/ч или на 6,449% по отношению к уровню 2014 г. и составит 9,175 Гкал/ч. Увеличение нагрузки планируется по котельной №1 которое составит 0,567 Гкал/ч, по котельной №2 происходит незначительное снижение в размере 0,0117 Гкал/ч, а остальные источники п.г.т. Чамзинка остаются без изменения.

#### 4.2.2 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2019-2023 г.г.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок за период с 2019 г. по 2023 г. включительно в зонах действия котельных, задействованных в схеме теплоснабжения приведены в таблице 4.3. За рассматриваемый период прироста тепловых нагрузок не планируется.

Таблица 4.3 – Прогнозируемые к 2023 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения, (Гкал/ч)

№	Источник	Базовая нагрузка на 2018 г.	Прирост тепловой нагрузки
1	Котельная №1	7,13	7,13
2	Котельная №2	1,87	1,87
3	Котельная по ул. Большая, 2а	0,07	0,07
4	Котельная по ул. Большая, 12	0,03	0,03
5	Котельная по ул. Мира, 3	0,03	0,03
6	Котельная по ул. Мира, 7	0,05	0,05
	<b>Всего</b>	<b>9,175</b>	<b>9,175</b>

Таблица 4.4 – Прогнозируемые к 2023 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия теплоисточников при развитии систем теплоснабжения

№	Источник	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка на 2019-2023г.г., Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+)/Дефицит (-)
1	Котельная №1	7,60	7,13	0,021	0,32	0,13
2	Котельная №2	3,56	1,87	0,009	0,14	1,54
3	Котельная по ул. Большая, 2а	0,14	0,07	0,001	0,00	0,08
4	Котельная по ул. Большая, 12	0,14	0,03	0,001	0,00	0,12
5	Котельная по ул. Мира, 3	0,11	0,03	0,001	0,00	0,08
6	Котельная по ул. Мира, 7	0,08	0,05	0,001	0,00	0,03



<b>0</b>	<b>Всего</b>	<b>11,64</b>	<b>9,18</b>	<b>0,03</b>	<b>0,46</b>	<b>1,97</b>
----------	--------------	--------------	-------------	-------------	-------------	-------------

#### 4.2.3 Баланс располагаемой тепловой мощности по состоянию на 2028 г.

Прогнозируемые приросты тепловых нагрузок за период с 2024 г. по 2028 г. включительно в зонах действия котельных г.п.Чамзинка, задействованных в схеме теплоснабжения по рассматриваемому варианту, приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Прогнозируемые к 2028 г. приросты тепловых нагрузок в зонах действия энергоисточников при развитии систем теплоснабжения

№	Источник	Базовая нагрузка на 2028 г.	Прирост тепловой нагрузки
1	Котельная №1	7,127	7,127
2	Котельная №2	1,874	1,874
3	Котельная по ул. Большая, 2а	0,066	0,066
4	Котельная по ул. Большая, 12	0,028	0,028
5	Котельная по ул. Мира, 3	0,031	0,031
6	Котельная по ул. Мира, 7	0,048	0,048
7	<b>Всего</b>	<b>9,175</b>	<b>9,175</b>

Таблица 4.6 – Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки на 2028 г. при развитии систем теплоснабжения

№	Источник	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка 2024-2028г.г., Гкал/ч	Собственные нужды источника Гкал/ч	Потери в тепловых сетях наиболее холодного месяца, Гкал/ч	Резерв (+)/Дефицит (-)
1	Котельная №1	7,60	7,13	0,021	0,3216	0,13
2	Котельная №2	3,56	1,87	0,009	0,1408	1,54
3	Котельная по ул. Большая, 2а	0,14	0,07	0,001	0	0,08
4	Котельная по ул. Большая, 12	0,14	0,03	0,001	0	0,12
5	Котельная по ул. Мира, 3	0,11	0,03	0,001	0	0,08
6	Котельная по ул. Мира, 7	0,08	0,05	0,001	0	0,03
<b>0</b>	<b>Всего</b>	<b>11,64</b>	<b>9,17</b>	<b>0,03</b>	<b>0,46</b>	<b>1,97</b>

#### 4.2.4 Выводы о резервах (дефицитах) тепловой мощности существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки

Значения резервов (дефицит) тепловой мощности источников теплоснабжения г.п.Чамзинка для развития системы теплоснабжения, отдельно по периодам реализации схемы теплоснабжения представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Резервы тепловой мощности на теплоисточниках г.п.Чамзинка

Наименование варианта развития	Резерв(+)/Дефицит(-) тепловой мощности, Гкал/ч		
	2014 г.	2023 г.	2028 г.
в т.ч. на котельных, задействованных в схеме теплоснабжения	1,87	1,97	1,97

При положительном общем балансе располагаемой тепловой мощности теплоисточников и присоединенной тепловой нагрузки г.п. Чамзинка отсутствуют дефициты на всех теплоисточниках поселка на разных этапах.

## **5 Перспективные балансы водоподготовительных установок**

### **5.1 Общие положения**

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок разрабатываются в соответствии с подпунктом 3 пункта 3 и пунктом 40 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 40 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- установлены перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии;
- составлен баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети и определены резервы и дефициты производительности ВПУ по котельным №1 и №2.

### **5.2 Перспективные объемы теплоносителя**

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии, прогнозировались исходя из следующих условий:

Регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято по регулированию отопительно-вентиляционной нагрузки с качественным методом регулирования с расчетными параметрами теплоносителя;

Расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях изменяется с темпом присоединения (подключения) суммарной тепловой нагрузки и с учетом реализации мероприятий по наладке режимов в системе транспорта теплоносителя;

Сверхнормативный расход теплоносителя на компенсацию его потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям будет сокращаться, темп сокращения будет зависеть от темпа работ по реконструкции тепловых сетей;

Присоединение (подключение) всех потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения, на базе запланированных к строительству котельных будет осуществляться по независимой схеме присоединения систем отопления потребителей и закрытой схеме присоединения систем горячего водоснабжения через индивидуальные тепловые пункты. Перспективный баланс теплоносителя системы теплоснабжения приведен в табл. 5.1.

Таблица 5.1 – Перспективный баланс теплоносителя системы теплоснабжения

Показатель	Единицы измерения	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.
Зона действия котельной №1 ООО "Теплоэнергосервис"																		
Всего подпитка тепловой сети, вт.ч.	тонн/год	1826,48	1826,48	1809,16	1809,16	1809,16	1809,16	1809,16	1608,01	1608,01	1608,01	1608,01	1608,01	1602,52	1602,52	1602,52	1602,52	1602,52
на пусковое заполнение	тонн/год	188,60	188,60	184,55	184,55	184,55	184,55	184,55	163,06	163,06	163,06	163,06	163,06	162,48	162,48	162,48	162,48	162,48
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	1637,88	1637,88	1624,61	1624,61	1624,61	1624,61	1624,61	1444,95	1444,95	1444,95	1444,95	1444,95	1440,04	1440,04	1440,04	1440,04	1440,04
Зона действия котельной №2 ООО "Теплоэнергосервис"																		
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год	957,16	957,16	860,93	860,93	860,93	860,93	860,93	673,49	673,49	673,49	673,49	673,49	673,49	673,49	673,49	673,49	673,49
на пусковое заполнение	тонн/год	91,34	91,34	81,06	81,06	81,06	81,06	81,06	61,03	61,03	61,03	61,03	61,03	61,03	61,03	61,03	61,03	61,03
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	865,82	865,82	779,87	779,87	779,87	779,87	779,87	612,46	612,46	612,46	612,46	612,46	612,46	612,46	612,46	612,46	612,46
Зона действия котельной по ул. Большая, 2а "Теплоэнергосервис"																		
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
на пусковое заполнение	тонн/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Зона действия котельной по ул. Большая, 12 "Теплоэнергосервис"																		
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
на пусковое заполнение	тонн/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Зона действия котельной по ул. Мира, 3 "Теплоэнергосервис"																		
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
на пусковое заполнение	тонн/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Зона действия котельной по ул. Мира, 7 "Теплоэнергосервис"																		
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.	тонн/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
на пусковое заполнение	тонн/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Годовые затраты и потери теплоносителя с утечками	тонн/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

### **5.3 Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети**

В настоящее время только на котельной №1 и котельной №2 г.п.Чамзинка имеются водо-подготовительные установки.

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы котельных №1 и №2 установлено оборудование химводоподготовки в состав которого входят систем технического водоснабжения входят источник, подводной и отводной каналы. Основным источником водоснабжения является водопровод г.п.Чамзинка. В состав которой оборудования химводоподготовки входят: станция умягчения воды непрерывного действия состоящая из двух фильтров марки AFSS-1252, с управляющим клапаном FLECK 9100/1600 SXT 1"MI, фильтрующим материалом является сильноокислотный Na-катионит, а также имеется бак с таблетированной солью.

В схеме теплоснабжения не планируется строительство новых котельных, а только реконструкция котельных №1 и №2 с установкой теплоутилизаторов, в результате чего произойдет увеличение установленной мощности в данных котельных, при этом анализ производительности ВПУ котельных ООО «ТЭС», показал, что реконструкции их не требуется.

### **5.4 Аварийные режимы подпитки тепловой сети**

При возникновении аварийной ситуации на любом участке магистрального трубопровода, возможно организовать обеспечение подпитки за счет использования существующих баков запаса воды и водопроводной сети.

## **6 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии**

### **6.1 Общие положения**

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии разрабатываются в соответствии пунктом 10 и пунктом 41 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 41 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи.

1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления. Централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей застройки и перспективной многоэтажной застройки (от 2 этажей и выше). Под индивидуальным теплоснабжением понимается, в частности, отопление и теплоснабжение от индивидуальных (квартирных) котлов. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в индивидуальном малоэтажном жилищном фонде, а также в отдельных квартирах в многоквартирных многоэтажных жилых. На перспективу индивидуальное теплоснабжение предусматривается для индивидуального жилищного фонда и малоэтажной застройки (1-3 эт.).

2. Предложения по реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии. На перспективу до 2028 г. не планируется увеличение зон действия котельных с включением зон действия соседних существующих источников тепловой энергии.

3. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.

Также при формировании данного раздела по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии учитывалось:

1. Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.
2. Перспективные топливные балансы.

3. Определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке.

4. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

## **6.2 Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии**

### **6.2.1 Техническое перевооружение источников теплоснабжения в период с 2014 до 2018 г.г.**

На анализируемый период планируется техническое перевооружение котельных №1 и №2 в 2014г. Данное мероприятие заключается в глубокой утилизации тепла уходящих газов котлоагрегатов в перечисленных котельных, на основе применения импульсного режима течения теплоносителя в конденсационном теплообменнике и непрерывной гидродинамической очистки котлоагрегатов. Цель данного мероприятия является снижение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии в сеть, позволит повысить фактический КПД в среднем на 4-8 %, снизить затраты на ХВО и увеличения межремонтного периода котлоагрегатов (снижение эксплуатационных расходов).

В настоящее время в котельных №1, 2 с водогрейными котлами марки и характеристик согласно табл. 6.1, 6.3, 6.4 температура уходящих газов в рекомендованных и настроенных в ходе проведения режимно-наладочных работ составляет на уровне 158-167 °С. Температура уходящих газов ограничивается температурой начала их конденсации во избежание разрушения газопроводов и дымовой трубы. Вместе с тем фактическая температура уходящих газов, работающих в период проведения замеров котлоагрегатов выше и находится на уровне 175-195 °С.

Очистку теплопередающих поверхностей котлоагрегатов от отложений периодически производят гидравлическим способом с применением химических реагентов. В процессе эксплуатации осуществляется непрерывная подготовка подпиточной воды. Затраты связанные с данными работами составляет существенную долю в НВВ котельной.

При этом в условиях суточной неравномерности отопительной нагрузки не обеспечиваются настроенные режимы горения в котлоагрегатах и происходит существенное увеличение затрат. В частности это приводит к существенному росту потерь тепловой энергии с дымовыми газами, КПД котлоагрегатов существенно снижается.

Таблица 6.1 – Характеристики СЦТ

Наименование СЦТ	Максимально-часовая нагрузка, Гкал/ч	Характеристики котлоагрегатов			Температурный график
		№ котла	тип	установленная мощность, Гкал/ч	
СЦТ от котельной №1 п. Чамзинка	7,812	1	Ква-0,75	0,75	95-70
		2	Ква-0,75	0,75	
		3	Ква-0,75	0,75	
		4	Ква-0,75	0,75	
		5	Ква-0,75	0,75	
		6	Ква-0,75	0,75	
		7	Ква-0,75	0,75	
		8	Ква-0,75	0,75	
		9	Ква-0,75	0,75	
		10	Ква-0,75	0,75	
		11	Ква-0,25	0,25	
		12	Ква-0,25	0,25	
СЦТ от котельной №2 п. Чамзинка	2,47	1	Ква-0,75	0,75	95-70
		2	Ква-0,75	0,75	
		3	Ква-0,75	0,75	
		4	Ква-0,75	0,75	
		5	Ква-0,75	0,75	

Таблица 6.2 – Анализ производственных показателей СЦТ

Показатель	Величины				
	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
1	2	3	4	5	6
<b>СЦТ от котельной №1 п. Чамзинка</b>					
Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал/год	19068,57	17855,95	18379,73	15661,36	14448,88
Расход газа, м³/год	2553269	2443557	2465755	2557744	2129906
Удельный расход газа, кг.у.т/Гкал (при 1,137).	152,2	155,6	152,5	185,7	167,6
<b>СЦТ от котельной №2 п. Чамзинка</b>					
Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал/год	7208,77	6769,01	6291,9	6392,3	6112,02
Расход газа, м³/год	1546104	1246988	1228226	1160244	991473
Удельный расход газа, кг.у.т/Гкал (при 1,137).	243,9	209,5	222,0	206,4	184,4

Таблица 6.3 – Режим горения топлива котельная №2

Наименование параметра	Обозначение	Котел №2		Котел №3	
		по режим-ной карте	по замерам	по режим-ной карте	по замерам
1	2	3	4	5	6
Температура дымового газа	ТГ, °С	163	174,7	164	189,7
Температура воздуха	ТВ, °С	15	20,9	15	25,1
Содержание диоксида углерода	СО <sub>2</sub> , %	8,7	10,04	10	10,86
Содержание монооксид углерода	СО, %	0	0	0	1
Содержание кислорода	О <sub>2</sub> , %	5,6	3,28	3,2	0,76
Коэффициент избытка воздуха	Аlf	1,33	1,17	1,16	1,02
Потери теплоты	Q, %	6,1	7,1	6,3	4,8
Коэффициент полезного действия	КПД, %	93,9	92,9	93,7	95,2
Удельный расход топлива на выработку, кг.у.т/Гкал	$b_{уд.р.}$	152,14	153,78	152,47	150,06

Таблица 6.4 – Режим горения топлива котельная №1

Наименование параметра	Обозначение	Котел №1		Котел №2		Котел №3		Котел №4		Котел №5		Котел №7	
		по режимной карте	по замерам	по режимной карте	по замерам	по режимной карте	по замерам	по режимной карте	по замерам	по режимной карте	по замерам	по режимной карте	по замерам
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Температура дымового газа	ТГ, °С	158	184	166	178	167	191,6	165	184,1	166	189	167	190
Температура воздуха	ТВ, °С	15	26,6	15	28,8	15	24,7	15	25,1	15	24	12	19,5
Содержание диоксида углерода	CO <sub>2</sub> ,%	10,3	9,99	10	9,63	9,8	10,76	9	10,8	9,8	9,96	10,1	10
Содержание монооксид углерода	CO,%	0	0	0	0	0	0,03	0	0,06	0	0	0	0
Содержание кислорода	O <sub>2</sub> ,%	2,7	3,37	3,3	4	3,6	1,95	5	1,86	0	3,42	3	3,22
Коэффициент избытка воздуха	A <sub>lf</sub>	1,13	1,18	1,13	1,22	1,19	1,09	1,28	1,09	0	1,18	1,15	1,17
Потери теплоты	Q, %	5,9	7,3	5,9	7,1	6,6	7,3	6,3	6,9	6,4	7,7	6,4	7,9
Коэффициент полезного действия	КПД, %	94,1	92,7	94,1	92,9	93,4	92,7	93,7	93,1	93,6	92,3	93,6	92,1
Удельный расход топлива на выработку, кг. у.т/Гкал	$b_{уд.р.}$	151,82	154,11	152,63	153,77	152,96	154,11	152,47	153,45	152,63	154,77	152,63	155,11

Предлагаемая схема предусматривает охлаждение дымовых газов до температуры 60-70 °С в конденсационном теплообменнике. Тепловая энергия направляется на нагрев исходной воды системы ГВС и теплоносителя обратного трубопровода. Циркуляция теплоносителя будет осуществляться в импульсном режиме повышая коэффициент теплопередачи. При этом одновременно и непрерывно второй контур импульсной циркуляции проходит через неработающий в данный момент котлоагрегат проводя гидродинамическую очистку.

К числу отдельных работ (монтажных и т.д.) при реализации данного проекта относится:

1. Закупка необходимого оборудования.
2. Монтаж отводных и обводных газоходов, теплообменного оборудования.
3. Монтаж трубопроводов и узлов обвязки контуров с импульсным режимом циркуляции теплоносителя.
4. Наладка установленного оборудования.

Реализация данного проекта в СЦТ от котельных №1, 2 позволит при капитальных вложениях в 3076 тыс. руб. снизить расход топлива на 221,2 тыс. м<sup>3</sup> на сумму 1286,7 тыс. руб.

По каждой СЦТ капитальные затраты представлены в табл. 6.5.

Таблица 6.5 – Капитальные затраты по СЦТ

Наименование оборудования и работ	Тип, марка	Количество, шт.	Стоимость ед., руб.	Итого стоимость, руб.
1	2	3	4	5
<b>СЦТ от котельной №1 п. Чамзинка</b>				
Объем и стоимость материалов реконструкции			300000	300000
Стоимость теплообменника		10	70000	700000
Стоимость регулировочной арматуры и узла генерации импульсного режима		1	120000	120000
Монтажные работы				261000
Прочие работы и затраты				435000
<b>Всего по СЦТ от котельной №1 п. Чамзинка с НДС</b>				<b>1816000</b>
<b>СЦТ от котельной №2 п. Чамзинка</b>				
Объем и стоимость материалов реконструкции			250000	250000
Стоимость теплообменника		5	70000	350000
Стоимость регулировочной арматуры и узла генерации импульсного режима		1	100000	100000
Монтажные работы				210000
Прочие работы и затраты				350000
<b>Всего по СЦТ от котельной №2 п. Чамзинка с НДС</b>				<b>1260000</b>
<b>ВСЕГО</b>	<b>3076000</b>			



## **5. Капитальные затраты**

Оценочная величина капитальных затрат по СЦТ различным по мощности составляет 3076,0 тыс. руб. с НДС в т.ч. 1820,0 тыс. руб. стоимость приобретенного оборудования.

## **6. Срок окупаемости**

Срок окупаемости данного мероприятия, исходя из данных п.4-5 составит:

$$C = \frac{K}{\dot{Q}_3} = \frac{3076,0}{1286,7} = 2,4 \text{ года.}$$

### **6.2.2 Развитие источников теплоснабжения в период с 2019 до 2023 г.г.**

На анализируемый период реконструкция основных котельных не планируется.

Капитальные вложения в развитие и реконструкцию источников тепловой энергии в период с 2019-2023 г.г. не планируются.

### **6.2.3 Развитие источников теплоснабжения с 2024 до 2028 г.г.**

Финансовые потребности в реализацию проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии за весь период с 2013 до 2027 г.г. составят 3076,0 тыс. руб. с учетом НДС.

## **7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому тепловых сетей и сооружений на них**

### **7.1 Общие положения**

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них разрабатываются в соответствии с подпунктом «д» пункта 4, пунктом 11 и пунктом 43 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 10 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- обоснование предложений по новому строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки жилых и административно бытовых зданий;
- обоснование предложений по новому строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим или ликвидации котельных;
- обоснование предложений по новому строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;
- обоснование предложений по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- обоснование предложений по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

### **7.2 Структура предложений и проектов по теплоснабжению объектов перспективной застройки**

#### **7.2.1 Структура предложений**

Предложения по новому строительству и реконструкции тепловых сетей сформированы в проекте по каждому варианту развития схемы теплоснабжения г.п. Чамзинка. Согласно результатам обсуждения вариантов развития схемы теплоснабжения с теплоснабжающей организацией, а также публичного слушания наиболее предпочтительным является первый вариант развития. В связи с этим подробное описание проектов направленных на обеспечение теплоснабжения новых потребителей по существующим и вновь создаваемым тепловым сетям и сохранение теплоснабжения существующих потребителей от существующих тепловых сетей при условии надежности системы теплоснабжения приводятся по первому варианту. Проекты по вариантам, представленные на обсуждение и публичные слушания представлены в прил. 1.

Более детальная и подробная классификация групп проектов представлена ниже. На рис. 7.1, 7.2 представлена трассировка по первому варианту развития схемы теплоснабжения.

### **7.2.2 Предложение по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей для обеспечения перспективной нагрузки**

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей сформированы в составе групп:

- новое строительство тепловых сетей для присоединения новых потребителей до границ участка подключаемого объекта;
- реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения присоединения потребителей до 2028 года.

Проекты «Строительство и реконструкция тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки г.п. Чамзинка на период до 2028 г.» охватывает комплекс мероприятий, направленных на реализацию задач по обеспечению перспективной застройки на период до 2028 г.

Согласно данному варианту развития схемы теплоснабжения г.п. Чамзинка предусматривается подключение перспективной нагрузки к котельной №1. Подключение перспективной нагрузки г.п. Чамзинка: жилого 60 квартирного дома по ул. Терешковой, 9а; жилого 60 квартирного дома по ул. Горячкина 9 формируют следующий объем работ:

- строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТУ ж/д №7 до ж/д №9 ул. Горячкина протяженностью 70 м Ду80 надземного (подвального) типа исполнения;
- строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТУ28 до ж/д №9а по ул. Терешковой протяженностью 50 м Ду80 подземного канального типа исполнения;
- реконструкция участка тепловой сети на увеличение пропускной способности от ТУ7 до ТК13 протяженностью 47 м с Ду100 на Ду125 подземного канального типа исполнения.

Данный объем работ предусмотрен в период строительства жилых домов – 2014-2018 г.г..

### **7.2.3 Оценка необходимых финансовых потребностей для реализации проекта**

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию и новое строительство тепловых сетей осуществлялась по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Базисные укрупненные нормы были приведены к ценам в 2008 г и сопоставлены с проектами-аналогами, выполненными проектными организациями в составе проектов на капитальные ремонт (реконструкцию) и новое строительство, для проектов тепловых сетей с использованием новых технических решений.

В описании вида работ мелкие и сопутствующие операции не упоминаются, но показателями учтены. В показателях также учтены затраты на выгрузку материалов, изделий и конструкций, горизонтальное и вертикальное транспортирование их до места установки, монтажа и укладки. За базисные были приняты цены на материалы, оборудование действующие в 2008 г.

В настоящем разделе приведены результаты подробной оценки финансовых потребностей для проекта №1 рекомендуемого варианта (строительство и реконструкция теплосети с подключением перспективной нагрузки).

Полная сметная стоимость каждого мероприятия приведена в табл. 7.2. Согласно данной таблице полная стоимость проекта в ценах 2013 г. с учетом НДС составляет 1729,078 тыс. руб. Согласно проекту период мероприятий до 2018 г.



Рисунок 7.1 – Схема теплосети СЦТ от котельной №1 г.п. Чамзинка базового года

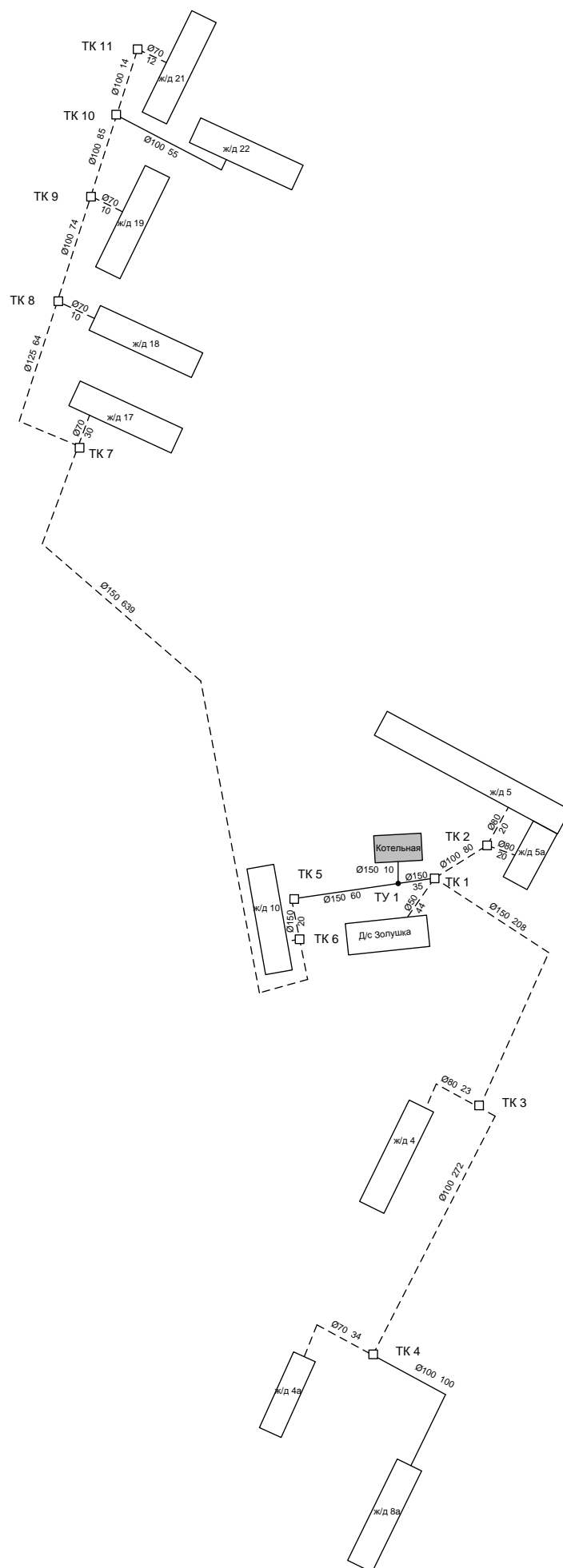


Рисунок 7.2 – Схема теплосети СЦТ от котельной №2 г.п. Чамзинка базового года

Таблица 7.1 – Реестр мероприятий проекта №1 развития тепловых сетей г.п. Чамзинка

Мероприятия	Характеристики
<b>с 2013 г. до 2017 г.</b>	
1. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТУ ж/д №7 до ж/д №9 ул. Горячкина	длина 70 м, надземного (подвального) 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ,
	длина 70 м, надземного (подвального) 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ,
2. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТУ28 до ж/д №9а по ул. Терешковой	длина 50 м, подземного канального типа 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ,
	длина 50 м, подземного канального типа 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ,
3. Реконструкция участка тепловой сети на увеличение пропускной способности от ТУ7 до ТК13 протяженностью 47 м с Ду100 на Ду125 подземного канального типа исполнения.	длина 47 м, подземного канального типа 2-х трубная, с Ду100 на Ду125, изоляция ППМ
<b>с 2019 г. до 2023 г.</b>	
<b>с 2024 г. до 2028 г.</b>	

Таблица 7.2 – Финансовые потребности для реализации проекта №1 в ценах 2013 г.

Мероприятия	Характеристики	Итого стоимость по расчетам с НДС, тыс. руб.	Характеристика		Длина участка, м	Диаметр, мм	Стоимость, тыс. руб.
1. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТУ ж/д №7 до ж/д №9 ул. Горячкина	длина 70 м, надземного (подвального) 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ,	<b>525,336</b>	Новое строительство	надземная	70	80	445,20
	длина 70 м, надземного (подвального) 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ,	<b>277,536</b>	Новое строительство	надземная	70	50	235,20
2. Строительство присоединительного вводного участка теплосети от ТУ28 до ж/д №9а по ул. Терешковой	длина 50 м, подземного канального типа 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ,	<b>375,24</b>	Новое строительство	подземная	50	80	318,00
	длина 50 м, подземного канального типа 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ,	<b>198,24</b>	Новое строительство	подземная	50	50	168,00
3. Реконструкция участка тепловой сети на увеличение пропускной способности от ТУ7 до ТК13	длина 47 м, подземного канального типа 2-х трубная, с Ду100 на Ду125, изоляция ППМ	<b>352,726</b>	Реконструкция	подземная	47	125	298,92
<b>Всего</b>		<b>1729,078</b>					<b>1465,32</b>

### 7.3 Реконструкция тепловых сетей с оптимизацией диаметров трубопроводов

Анализ результатов, разрабатываемых на каждый период гидравлических режимов подачи тепловой энергии выявили ряд участков тепловых сетей удельные падения давления (напора) в которых находится значительно ниже рекомендованных, что указывает на значительное завышение диаметров трубопроводов над необходимым. Данное обстоятельство приводит к росту как нормативных так и фактических потерь тепловой энергии в теплосети, а также к существенным затратам на текущий ремонт тепловых сетей. Реестр данных участков по годам их реконструкции представлен в табл. 7.3.

Объем работ связанный с оптимизацией при реконструкции диаметров трубопроводов тепловых сетей формируют проект №2 и необходим для повышения эффективности теплоснабжения существующей тепловой нагрузки. Согласно таблице 7.3 протяженность теплосети в двухтрубном исчислении составляет 2262 м. Реализация данного мероприятия запланирована на период до 2015-2023 г.г.

Стоимость мероприятий, оцененной по выше приведенному способу составляет 21273,23 тыс. руб. с НДС в т.ч. по СЦТ от котельной №1 – 14043,7 тыс. руб. с НДС. Отдельно по каждому мероприятию проекта №2 представлена в табл. 7.4. Реконструкция теплосети с оптимизацией пропускной способности и трассировки сети направленные на повышение эффективности теплоснабжения существующей нагрузки включает, в том числе и вводные участки.

Таблица 7.3 – Реестр мероприятий проекта №2 развития тепловых сетей г.п. Чамзинка

Мероприятия	Характеристики	Период реконструкции
1	2	3
<b>СЦТ от котельной №1</b>		
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ Кот. до ТК1	длина 24 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду300, изоляция ППМ	2015 г.
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК1 до ТК2	длина 15 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	2015 г.
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК2 до т.1	длина 115 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	2015 г.
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК5 до ТК6	длина 46 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду125, изоляция ППМ	2016 г.
5. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК6 до ТК7	длина 30 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду125, изоляция ППМ	2016 г.
6. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ12 до ТУ13	длина 34 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду125, изоляция ППМ	2018 г.
7. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ13 до ж/д №15	длина 10 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППМ	2018 г.
8. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ13 до ТУ14	длина 58 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду125, изоляция ППМ	2018 г.
9. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ14 до ТУ15	длина 38 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППМ	2018 г.

Продолжение табл. 7.3

1	2	3
10. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ15 до ЦРБ	длина 66 м, надземная 2-х трубная, с Ду125 на Ду70, изоляция ППМ	2018 г.
11. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ15 до ТУ16	длина 24 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППМ	2018 г.
12. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ16 до ТУ17	длина 10 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППМ	2018 г.
13. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ15 до Почта	длина 15 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду50, изоляция ППМ	2018 г.
14. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ16 до АТС	длина 25 м, надземная 2-х трубная, с Ду108 на Ду50, изоляция ППМ	2018 г.
15. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ20 до ТУ21	длина 33 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	2020 г.
16. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ21 до ТУ22	длина 4 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду159, изоляция ППМ	2020 г.
17. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ22 до ТУ23	длина 35 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	2020 г.
18. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ23 до ТУ24	длина 27 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	2020 г.
19. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ24 до ТУ25	длина 20 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду125, изоляция ППМ	2020 г.
20. Реконструкция вводного участка тепловой сети с оптимизацией диаметра трубопровода от ТУ22 до ж/д №28 ул. Терешковой	длина 15 м, надземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду50, изоляция ППМ	2020 г.
21. Реконструкция вводного участка тепловой сети с оптимизацией диаметра трубопровода от ТУ21 до ж/д №21 ул. Терешковой	длина 10 м, надземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду50, изоляция ППМ	2020 г.
22. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ20 до ТУ28	длина 107 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	2021 г.
23. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ28 до ТК14	длина 20 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	2021 г.
24. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК14 до ТУ29	длина 35 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	2021 г.



Продолжение табл. 7.3

1	2	3
25. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ29 до т.5	длина 3 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду125, изоляция ППМ	2021 г.
26. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.5 до ТУ30	длина 63 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППМ	2022 г.
27. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ30 до ТУ31	длина 62 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППМ	2022 г.
28. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ31 до ТУ32	длина 38 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППМ	2022 г.
29. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ33 до ТУ34	длина 44 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду80, изоляция ППМ	2022 г.
30. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ34 до т.7	длина 55 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППМ	2022 г.
31. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ3 до ТУ5	длина 182 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППМ	2023 г.
32. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ5 до ДМШ	длина 62 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППМ	2023 г.
<b>СЦТ от котельной №2</b>		
33. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК1 до ТК3	длина 208 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППМ	2015 г.
34. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ1 до ТК5	длина 60 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду125, изоляция ППМ	2019 г.
35. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК5 до ТК6	длина 20 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду125, изоляция ППМ	2019 г.
36. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК6 до ж/д№10	длина 10 м, подземная 2-х трубная, с Ду50 на Ду70, изоляция ППМ	2019 г.
37. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК6 до ТК7	длина 639 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППМ	2019 г.

Таблица 7.4 – Финансовые потребности для реализации проекта №2 в ценах 2013 г.

Мероприятия	Характеристики	Итого стоимость по расчетам с НДС, тыс. руб.	Характеристика		Длина участка, м	Диаметр, мм	Стоимость, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>СЦТ от котельной №1</b>							
1. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ Кот. до ТК1	длина 24 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду300, изоляция ППМ	<b>449,72</b>	Новое строительство	надземная	24	300	381120
2. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК1 до ТК2	длина 15 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	<b>243,91</b>	Новое строительство	подземная	15	150	206700
3. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК2 до т.1	длина 115 м, подземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	<b>1869,95</b>	Новое строительство	подземная	115	150	1584700
4. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК5 до ТК6	длина 46 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду125, изоляция ППМ	<b>747,98</b>	Новое строительство	подземная	46	125	633880
5. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК6 до ТК7	длина 30 м, подземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду125, изоляция ППМ	<b>487,81</b>	Новое строительство	подземная	30	125	413400
6. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ12 до ТУ13	длина 34 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду125, изоляция ППМ	<b>218,25</b>	Новое строительство	надземная	34	125	184960
7. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ13 до ж/д №15	длина 10 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППМ	<b>64,19</b>	Новое строительство	надземная	10	50	54400
8. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ13 до ТУ14	длина 58 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду125, изоляция ППМ	<b>372,31</b>	Новое строительство	надземная	58	125	315520

Продолжение табл. 7.4

1	2	3	4	5	6	7	8
9. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ14 до ТУ15	длина 38 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППМ	<b>243,93</b>	Новое строительство	надземная	38	100	206720
10. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ15 до ЦРБ	длина 66 м, надземная 2-х трубная, с Ду125 на Ду70, изоляция ППМ	<b>423,67</b>	Новое строительство	надземная	66	70	359040
11. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ15 до ТУ16	длина 24 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППМ	<b>154,06</b>	Новое строительство	надземная	24	100	130560
12. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ16 до ТУ17	длина 10 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду80, изоляция ППМ	<b>64,19</b>	Новое строительство	надземная	10	80	54400
13. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ15 до Почта	длина 15 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду50, изоляция ППМ	<b>96,29</b>	Новое строительство	надземная	15	50	81600
14. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ16 до АТС	длина 25 м, надземная 2-х трубная, с Ду108 на Ду50, изоляция ППМ	<b>160,48</b>	Новое строительство	надземная	25	50	136000
15. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ20 до ТУ21	длина 33 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	<b>618,37</b>	Новое строительство	надземная	33	150	524040
16. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ21 до ТУ22	длина 4 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	<b>74,95</b>	Новое строительство	надземная	4	150	63520
17. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ22 до ТУ23	длина 35 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	<b>655,84</b>	Новое строительство	надземная	35	150	555800
18. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ23 до ТУ24	длина 27 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	<b>505,94</b>	Новое строительство	надземная	27	150	428760

Продолжение табл. 7.4

1	2	3	4	5	6	7	8
19. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ24 до ТУ25	длина 20 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду125, изоляция ППМ	<b>128,38</b>	Новое строительство	надземная	20	125	108800
20. Реконструкция вводного участка тепловой сети с оптимизацией диаметра трубопровода от ТУ22 до ж/д №28 ул. Терешковой	длина 15 м, надземная 2-х трубная, с Ду80 на Ду50, изоляция ППМ	<b>96,29</b>	Новое строительство	надземная	15	50	81600
21. Реконструкция вводного участка тепловой сети с оптимизацией диаметра трубопровода от ТУ21 до ж/д №21 ул. Терешковой	длина 10 м, надземная 2-х трубная, с Ду70 на Ду50, изоляция ППМ	<b>64,19</b>	Новое строительство	надземная	10	50	54400
22. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ20 до ТУ28	длина 107 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	<b>2005,01</b>	Новое строительство	надземная	107	150	1699160
23. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ28 до ТК14	длина 20 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	<b>374,77</b>	Новое строительство	надземная	20	150	317600
24. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК14 до ТУ29	длина 35 м, надземная 2-х трубная, с Ду200 на Ду150, изоляция ППМ	<b>655,84</b>	Новое строительство	надземная	35	150	555800
25. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ29 до т.5	длина 3 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду125, изоляция ППМ	<b>19,26</b>	Новое строительство	надземная	3	125	16320
26. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от т.5 до ТУ30	длина 63 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППМ	<b>404,41</b>	Новое строительство	надземная	63	100	342720
27. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ30 до ТУ31	длина 62 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППМ	<b>397,99</b>	Новое строительство	надземная	62	100	337280
28. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ31 до ТУ32	длина 38 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППМ	<b>243,93</b>	Новое строительство	надземная	38	100	206720

Продолжение табл. 7.4

1	2	3	4	5	6	7	8
29. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ33 до ТУ34	длина 44 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду80, изоляция ППМ	<b>282,44</b>	Новое строительство	надземная	44	80	239360
30. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ34 до т.7	длина 55 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППМ	<b>353,06</b>	Новое строительство	надземная	55	70	299200
31. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ3 до ТУ5	длина 182 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду70, изоляция ППМ	<b>1168,29</b>	Новое строительство	надземная	182	70	990080
32. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ5 до ДМШ	длина 62 м, надземная 2-х трубная, с Ду100 на Ду50, изоляция ППМ	<b>397,99</b>	Новое строительство	надземная	62	50	337280
		<b>14043,70</b>			<b>1325</b>		<b>11901440</b>
<b>СЦТ от котельной №2</b>							
33. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК1 до ТК3	длина 208 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППМ	<b>1561,00</b>	Новое строительство	подземная	208	100	1322880
34. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТУ1 до ТК5	длина 60 м, надземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду125, изоляция ППМ	<b>385,15</b>	Новое строительство	надземная	60	125	326400
35. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК5 до ТК6	длина 20 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду125, изоляция ППМ	<b>325,21</b>	Новое строительство	подземная	20	125	275600
36. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК6 до ж/д№10	длина 10 м, подземная 2-х трубная, с Ду50 на Ду70, изоляция ППМ	<b>162,60</b>	Новое строительство	подземная	10	125	137800
37. Реконструкция участка тепловой сети (оптимизация диаметра трубопровода) от ТК6 до ТК7	длина 639 м, подземная 2-х трубная, с Ду150 на Ду100, изоляция ППМ	<b>4795,57</b>	Новое строительство	подземная	639	100	4064040
<b>Всего</b>		<b>7229,53</b>			<b>937</b>		<b>6126720</b>
<b>Итого</b>		<b>21273,23</b>			<b>2262</b>		<b>18028160</b>

#### 7.4 Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

В ходе анализа характеристик тепловых сетей, отчетности по проведению ремонтов, а также визуального осмотра установлен эксплуатационный ресурс тепловых сетей (год ввода или последней перекаладки). Тепловые сети не увлеченные в проекты №1 и №2 практически за период 2014-2028 г. отработают плановый ресурс 25 и более лет. В связи с этим на данный период разработан проект по реконструкции данных тепловых сетей. Участки и их характеристики представлены в табл. 7.5.

Согласно данной таблице протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 2763 м. в т.ч. по СЦТ от котельной №2 – 1009 м. Капитальные вложения составят 24203,5 тыс. руб. с НДС в т.ч. по СЦТ от котельной №2 – 8209,12 тыс. руб. с НДС.

Таблица 7.5 – Реестр мероприятий проекта №3 развития тепловых сетей г.п. Чамзинка

Мероприятия	Характеристики	Период реконструкции
1	2	3
<b>СЦТ от котельной №1</b>		
1. Реконструкция участка тепловой сети от ТК 2 до ж/д №23	длина 24 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	2015 г.
2. Реконструкция участка тепловой сети от т. 1 до Офисное здание	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	2015 г.
3. Реконструкция участка тепловой сети от т.1 до ТК3	длина 71 м, подземная 2-х трубная, Ду125, изоляция ППМ	2015 г.
4. Реконструкция участка тепловой сети от ТК3 до ж/д №24	длина 5 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	2015 г.
5. Реконструкция участка тепловой сети от ТК3 до ТК4	длина 129 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	2015 г.
6. Реконструкция участка тепловой сети от ТК 4 до МВД	длина 145 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	2015 г.
7. Реконструкция участка тепловой сети от ТК1 до ТК5	длина 58 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППМ	2016 г.
8. Реконструкция участка тепловой сети от ТК6 до ж/д №10	длина 8 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	2016 г.
9. Реконструкция участка тепловой сети от ТК7 до ж/д №12	длина 45 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	2016 г.
10. Реконструкция участка тепловой сети от ТК7 до ТК8	длина 70 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	2016 г.
11. Реконструкция участка тепловой сети от ТК5 до ТК9	длина 12 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППМ	2016 г.
12. Реконструкция участка тепловой сети от ТК9 до ТК10	длина 45 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППМ	2016 г.
13. Реконструкция участка тепловой сети от ТК9 до ДШИ	длина 12 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	2016 г.
14. Реконструкция участка тепловой сети от ТК10 до ТК11	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППМ	2016 г.
15. Реконструкция участка тепловой сети от ТК10 до ж/д №8	длина 12 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	2016 г.

Продолжение табл. 7.5

1	2	3
16. Реконструкция участка тепловой сети от ТК11 до ТУ7	длина 98 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППМ	2016 г.
17. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ7 до ТК13	длина 47 м, надземная 2-х трубная, с Ду125 на Ду150, изоляция ППМ	2016 г.
18. Реконструкция участка тепловой сети от ТК13 до ж/д №7	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	2016 г.
19. Строительство участка тепловой сети от ТК13 до ж/д №7	длина 45 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	2016 г.
20. Реконструкция участка тепловой сети от т.3 до ДЮСШ	длина 39 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	2015 г.
21. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ25 до РДК	длина 77 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	2016 г.
22. Реконструкция участка тепловой сети от ТК11 до ТК12	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	2018 г.
23. Реконструкция участка тепловой сети от ТК12 до ж/д №6	длина 5 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	2018 г.
24. Реконструкция участка тепловой сети от ТК12 до т.2	длина 41 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	2018 г.
25. Реконструкция участка тепловой сети от т. 2 до ж/д №4	длина 5 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	2018 г.
26. Реконструкция участка тепловой сети от т. 2 до ж/д №2	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	2018 г.
27. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ7 до ж/д №3	длина 10 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	2018 г.
28. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ7 до ж/д №5	длина 33 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	2018 г.
29. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ17 до ж/д №13	длина 332 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	2018 г.
30. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ10 до ТУ12	длина 38 м, надземная 2-х трубная, Ду150, изоляция ППМ	2019 г.
31. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ12 до ж/д №13	длина 34 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	2019 г.
32. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ14 до т. 5	длина 78 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	2019 г.
33. Реконструкция участка тепловой сети от т. 5 до ж/д №3	длина 16 м, надземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	2019 г.

Продолжение табл. 7.5

1	2	3
34. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ17 до ж/д№19	длина 30 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	2019 г.
35. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ29 до ж/д№23	длина 110 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	2021 г.
<b>СЦТ от котельной №2</b>		
36. Реконструкция участка тепловой сети от ТК2 до ж/д№5	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	2015 г.
37. Реконструкция участка тепловой сети от ТК2 до ж/д№5а	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	2015 г.
38. Реконструкция участка тепловой сети от ТК3 до ж/д№4	длина 23 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	2015 г.
39. Реконструкция участка тепловой сети от ТК3 до ТК4	длина 272 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	2015 г.
40. Реконструкция участка тепловой сети от ТК4 до ж/д№4а	длина 34 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	2015 г.
41. Реконструкция участка тепловой сети от ТК4 до ж/д№8а	длина 100 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	2015 г.
42. Реконструкция участка тепловой сети от ТК7 до ж/д№17	длина 30 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	2017 г.
43. Реконструкция участка тепловой сети от ТК7 до ТК8	длина 64 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	2017 г.
44. Реконструкция участка тепловой сети от ТК8 до ТК9	длина 74 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	2017 г.
45. Реконструкция участка тепловой сети от ТК8 до ж/д№18	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	2017 г.
46. Реконструкция участка тепловой сети от ТК9 до ж/д№19	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	2017 г.
47. Реконструкция участка тепловой сети от ТК9 до ТК10	длина 85 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	2017 г.
48. Реконструкция участка тепловой сети от ТК10 до ТК11	длина 14 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	2017 г.
49. Реконструкция участка тепловой сети от ТК11 до ж/д№21	длина 12 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	2017 г.
50. Реконструкция участка тепловой сети от Котельная до ТУ1	длина 27 м, надземная 2-х трубная, Ду150, изоляция ППМ	2026 г.
51. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ1 до ТК1	длина 35 м, надземная 2-х трубная, Ду150, изоляция ППМ	2026 г.
52. Реконструкция участка тепловой сети от ТК1 до д/с Золушка	длина 44 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	2026 г.
53. Реконструкция участка тепловой сети от ТК1 до ТК2	длина 80 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	2026 г.
54. Реконструкция участка тепловой сети от ТК10 до ж/д №22	длина 55 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	2026 г.



Таблица 7.6 – Финансовые потребности для реализации проекта №3 в ценах 2013 г.

Мероприятия	Характеристики	Итого стоимость по расчетам с НДС, тыс. руб.	Характеристика		Длина участка, м	Диаметр, мм	Стоимость, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>СЦТ от котельной №1</b>							
1. Реконструкция участка тепловой сети от ТК 2 до ж/д №23	длина 24 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	<b>180,12</b>	Новое строительство	подземная	24	50	152640
2. Реконструкция участка тепловой сети от т. 1 до Офисное здание	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	<b>150,10</b>	Новое строительство	подземная	20	100	127200
3. Реконструкция участка тепловой сети от т.1 до ТК3	длина 71 м, подземная 2-х трубная, Ду125, изоляция ППМ	<b>1154,49</b>	Новое строительство	подземная	71	125	978380
4. Реконструкция участка тепловой сети от ТК3 до ж/д №24	длина 5 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	<b>37,52</b>	Новое строительство	подземная	5	70	31800
5. Реконструкция участка тепловой сети от ТК3 до ТК4	длина 129 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	<b>968,12</b>	Новое строительство	подземная	129	100	820440
6. Реконструкция участка тепловой сети от ТК 4 до МВД	длина 145 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	<b>1088,20</b>	Новое строительство	подземная	145	70	922200
7. Реконструкция участка тепловой сети от ТК1 до ТК5	длина 58 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППМ	<b>943,10</b>	Новое строительство	подземная	58	200	799240
8. Реконструкция участка тепловой сети от ТК6 до ж/д №10	длина 8 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	<b>60,04</b>	Новое строительство	подземная	8	100	50880

Продолжение табл. 7.6

1	2	3	4	5	6	7	8
9. Реконструкция участка тепловой сети от ТК7 до ж/д №12	длина 45 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	<b>337,72</b>	Новое строительство	подземная	45	80	286200
10. Реконструкция участка тепловой сети от ТК7 до ТК8	длина 70 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	<b>525,34</b>	Новое строительство	подземная	70	80	445200
11. Реконструкция участка тепловой сети от ТК5 до ТК9	длина 12 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППМ	<b>195,12</b>	Новое строительство	подземная	12	200	165360
12. Реконструкция участка тепловой сети от ТК9 до ТК10	длина 45 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППМ	<b>731,72</b>	Новое строительство	подземная	45	200	620100
13. Реконструкция участка тепловой сети от ТК9 до ДШИ	длина 12 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	<b>90,06</b>	Новое строительство	подземная	12	50	76320
14. Реконструкция участка тепловой сети от ТК10 до ТК11	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППМ	<b>162,60</b>	Новое строительство	подземная	10	200	137800
15. Реконструкция участка тепловой сети от ТК10 до ж/д №8	длина 12 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	<b>90,06</b>	Новое строительство	подземная	12	50	76320
16. Реконструкция участка тепловой сети от ТК11 до ТУ7	длина 98 м, подземная 2-х трубная, Ду200, изоляция ППМ	<b>1593,52</b>	Новое строительство	подземная	98	200	1350440
17. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ7 до ТК13	длина 47 м, надземная 2-х трубная, с Ду125 на Ду150, изоляция ППМ	<b>880,70</b>	Новое строительство	надземная	47	150	746360
18. Реконструкция участка тепловой сети от ТК13 до ж/д №7	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	<b>75,05</b>	Новое строительство	подземная	10	100	63600

Продолжение табл. 7.6

1	2	3	4	5	6	7	8
19. Строительство участка тепловой сети от ТК13 до ж/д №7	длина 45 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	<b>337,72</b>	Новое строительство	подземная	45	50	286200
20. Реконструкция участка тепловой сети от т.3 до ДЮСШ	длина 39 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	<b>292,69</b>	Новое строительство	подземная	39	70	248040
21. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ25 до РДК	длина 77 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	<b>577,87</b>	Новое строительство	надземная	77	80	489720
22. Реконструкция участка тепловой сети от ТК11 до ТК12	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	<b>150,10</b>	Новое строительство	подземная	20	80	127200
23. Реконструкция участка тепловой сети от ТК12 до ж/д №6	длина 5 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	<b>37,52</b>	Новое строительство	подземная	5	50	31800
24. Реконструкция участка тепловой сети от ТК12 до т.2	длина 41 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	<b>307,70</b>	Новое строительство	подземная	41	80	260760
25. Реконструкция участка тепловой сети от т. 2 до ж/д №4	длина 5 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	<b>37,52</b>	Новое строительство	подземная	5	50	31800
26. Реконструкция участка тепловой сети от т. 2 до ж/д №2	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	<b>150,10</b>	Новое строительство	подземная	20	80	127200
27. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ7 до ж/д №3	длина 10 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	<b>64,19</b>	Новое строительство	надземная	10	50	54400
28. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ7 до ж/д №5	длина 33 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	<b>211,83</b>	Новое строительство	надземная	33	50	179520
29. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ17 до ж/д №13	длина 332 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	<b>2131,17</b>	Новое строительство	надземная	332	80	1806080

Продолжение табл. 7.6

1	2	3	4	5	6	7	8
30. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ10 до ТУ12	длина 38 м, надземная 2-х трубная, Ду150, изоляция ППМ	<b>712,06</b>	Новое строительство	надземная	38	150	603440
31. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ12 до ж/д№13	длина 34 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	<b>218,25</b>	Новое строительство	надземная	34	80	184960
32. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ14 до т. 5	длина 78 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	<b>500,70</b>	Новое строительство	надземная	78	80	424320
33. Реконструкция участка тепловой сети от т. 5 до ж/д №3	длина 16 м, надземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	<b>102,71</b>	Новое строительство	надземная	16	70	87040
34. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ17 до ж/д№19	длина 30 м, надземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	<b>192,58</b>	Новое строительство	надземная	30	50	163200
35. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ29 до ж/д№23	длина 110 м, надземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	<b>706,11</b>	Новое строительство	надземная	110	80	598400
<b>Всего</b>		<b>15994,38</b>			<b>1754</b>		13554560
<b>СЦТ от котельной №2</b>							
36. Реконструкция участка тепловой сети от ТК2 до ж/д№5	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	<b>150,10</b>	Новое строительство	подземная	20	80	127200
37. Реконструкция участка тепловой сети от ТК2 до ж/д№5а	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду80, изоляция ППМ	<b>150,10</b>	Новое строительство	подземная	20	80	127200
38. Реконструкция участка тепловой сети от ТК3 до ж/д№4	длина 23 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	<b>172,61</b>	Новое строительство	подземная	23	70	146280
39. Реконструкция участка тепловой сети от ТК3 до ТК4	длина 272 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	<b>2041,31</b>	Новое строительство	подземная	272	100	1729920

Продолжение табл. 7.6

1	2	3	4	5	6	7	8
40. Реконструкция участка тепловой сети от ТК4 до ж/д№4а	длина 34 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	<b>255,16</b>	Новое строительство	подземная	34	50	216240
41. Реконструкция участка тепловой сети от ТК4 до ж/д№8а	длина 100 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	<b>750,48</b>	Новое строительство	подземная	100	70	636000
42. Реконструкция участка тепловой сети от ТК7 до ж/д№17	длина 30 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	<b>225,14</b>	Новое строительство	подземная	30	70	190800
43. Реконструкция участка тепловой сети от ТК7 до ТК8	длина 64 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	<b>480,31</b>	Новое строительство	подземная	64	100	407040
44. Реконструкция участка тепловой сети от ТК8 до ТК9	длина 74 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	<b>555,36</b>	Новое строительство	подземная	74	100	470640
45. Реконструкция участка тепловой сети от ТК8 до ж/д№18	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	<b>75,05</b>	Новое строительство	подземная	10	70	63600
46. Реконструкция участка тепловой сети от ТК9 до ж/д№19	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду70, изоляция ППМ	<b>75,05</b>	Новое строительство	подземная	10	70	63600
47. Реконструкция участка тепловой сети от ТК9 до ТК10	длина 85 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	<b>637,91</b>	Новое строительство	подземная	85	100	540600
48. Реконструкция участка тепловой сети от ТК10 до ТК11	длина 14 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	<b>105,07</b>	Новое строительство	подземная	14	50	89040
49. Реконструкция участка тепловой сети от ТК11 до ж/д№21	длина 12 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	<b>90,06</b>	Новое строительство	подземная	12	50	76320
50. Реконструкция участка тепловой сети от Котельная до ТУ1	длина 27 м, надземная 2-х трубная, Ду150, изоляция ППМ	<b>505,94</b>	Новое строительство	надземная	27	150	428760

Продолжение табл. 7.6

1	2	3	4	5	6	7	8
51. Реконструкция участка тепловой сети от ТУ1 до ТК1	длина 35 м, надземная 2-х трубная, Ду150, изоляция ППМ	<b>655,84</b>	Новое строительство	надземная	35	150	555800
52. Реконструкция участка тепловой сети от ТК1 до д/с Золушка	длина 44 м, подземная 2-х трубная, Ду50, изоляция ППМ	<b>330,21</b>	Новое строительство	подземная	44	50	279840
53. Реконструкция участка тепловой сети от ТК1 до ТК2	длина 80 м, подземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	<b>600,38</b>	Новое строительство	подземная	80	100	508800
54. Реконструкция участка тепловой сети от ТК10 до ж/д №22	длина 55 м, надземная 2-х трубная, Ду100, изоляция ППМ	<b>353,06</b>	Новое строительство	подземная	55	100	299200
<b>Всего</b>		<b>8209,12</b>			<b>1009</b>		6956880
<b>Итого</b>		<b>24203,50</b>			<b>2763</b>		20511440

## 7.5 Реконструкция сети ГВС в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

В отдельном проекте на период 2014-2028 г.г. представлены объемы работ по реконструкции сетей ГВС. Характеристики участков сети ГВС представлены в табл. 7.7, согласно которой общая протяженность составляет 2299 м в т.ч и 639 м в однострубно́м исполнении (циркуляционная линия). Капитальные вложения составят 16932,2 тыс. руб. с НДС в т.ч. по СЦТ от котельной №1 – 4591,7 тыс. руб. с НДС.

Таблица 7.7 – Реестр мероприятий проекта №4 развития тепловых сетей г.п. Чамзинка

Мероприятия	Характеристики	Период реконструкции
1	2	3
<b>СЦТ от котельной №1</b>		
1. Реконструкция участка сети ГВС от Котельная - ТК1 до ТК5	длина 82 м, подземная 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППМ	2016 г.
2. Реконструкция участка сети ГВС от ТК5 до ТК6	длина 46 м, подземная 2-х трубная, Ду70/50, изоляция ППМ	2016 г.
3. Реконструкция участка сети ГВС от ТК6 до ТК7	длина 30 м, подземная 2-х трубная, Ду70/50, изоляция ППМ	2016 г.
4. Реконструкция участка сети ГВС от ТК7 до ТК8	длина 70 м, подземная 2-х трубная, Ду70/50, изоляция ППМ	2016 г.
5. Реконструкция участка сети ГВС от ТК5 до ТК9	длина 12 м, подземная 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППМ	2016 г.
6. Реконструкция участка сети ГВС от ТК9 до ТК10	длина 45 м, подземная 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППМ	2016 г.
7. Реконструкция участка сети ГВС от ТК10 до ТК11	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППМ	2016 г.
8. Реконструкция участка сети ГВС от ТК11 до ТУ7	длина 98 м, подземная 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППМ	2016 г.
9. Реконструкция участка сети ГВС от ТУ7 до ТК13	длина 47 м, подземная 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППМ	2016 г.
10. Реконструкция участка сети ГВС от ТК13 до ж/д №7	длина 70 м, подземная 2-х трубная, Ду80/50, изоляция ППМ	2016 г.
11. Реконструкция участка сети ГВС от ТУ20 до ТУ28	длина 107 м, подземная 2-х трубная, Ду80/50, изоляция ППМ	2021 г.
12. Реконструкция участка сети ГВС от ТУ28 до ТК14	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду80/50, изоляция ППМ	2021 г.
<b>СЦТ от котельной №2</b>		
13. Реконструкция участка сети ГВС от ТК2 до ж/д №5	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	2015 г.
14. Реконструкция участка сети ГВС от ТК2 до ж/д №5а	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	2015 г.
15. Реконструкция участка сети ГВС от ТК1 до ТК3	длина 208 м, подземная 2-х трубная, Ду70/70, изоляция ППМ	2015 г.

Продолжение табл. 7.7

1	2	3
16. Реконструкция участка сети ГВС от ТК3 до ж/д №4	длина 23 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	2015 г.
17. Реконструкция участка сети ГВС от ТК3 до ТК4	длина 272 м, подземная 2-х трубная, Ду70/70, изоляция ППМ	2015 г.
18. Реконструкция участка сети ГВС от ТК4 до ж/д №4а	длина 34 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	2015 г.
19. Реконструкция участка сети ГВС от ТК4 до ж/д №8а	длина 100 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	2015 г.
20. Реконструкция участка сети ГВС от ТК7 до ж/д №17	длина 30 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	2017 г.
21. Реконструкция участка сети ГВС от ТК6 до ТК7	длина 639 м, подземная 1-х трубная (циркуляционный), Ду32, изоляция ППМ	2019 г.
21. Реконструкция участка сети ГВС от ТУ1 до ТК5	длина 60 м, надземная 2-х трубная, Ду70/70, изоляция ППМ	2020 г.
22. Реконструкция участка сети ГВС от ТК5 до ТК6	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду70/70, изоляция ППМ	2020 г.
22. Реконструкция участка сети ГВС от ТК6 до ж/д №10	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	2020 г.
23. Реконструкция участка сети ГВС Котельная до ТУ1	длина 27 м, надземная 2-х трубная, Ду70/70, изоляция ППМ	2026 г.
24. Реконструкция участка сети ГВС от ТУ1 до ТК1	длина 35 м, надземная 2-х трубная, Ду70/70, изоляция ППМ	2026 г.
25. Реконструкция участка сети ГВС от ТК1 до д/с Золушка	длина 44 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	2026 г.
26. Реконструкция участка сети ГВС от ТК1 до ТК2	длина 80 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	2026 г.



Таблица 7.8 – Финансовые потребности для реализации проекта №4 в ценах 2013 г.

Мероприятия	Характеристики	Итого стоимость по расчетам с НДС, тыс. руб.	Характеристика		Длина участка, м	Диаметр, мм	Стоимость, руб.
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>СЦТ от котельной №1</b>							
1. Реконструкция участка сети ГВС от Котельная - ТК1 до ТК5	длина 82 м, подземная 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППМ	615,39	Новое строительство	подземная	82	100/70	521520
2. Реконструкция участка сети ГВС от ТК5 до ТК6	длина 46 м, подземная 2-х трубная, Ду70/50, изоляция ППМ	345,22	Новое строительство	подземная	46	70/50	292560
3. Реконструкция участка сети ГВС от ТК6 до ТК7	длина 30 м, подземная 2-х трубная, Ду70/50, изоляция ППМ	225,14	Новое строительство	подземная	30	70/50	190800
4. Реконструкция участка сети ГВС от ТК7 до ТК8	длина 70 м, подземная 2-х трубная, Ду70/50, изоляция ППМ	525,34	Новое строительство	подземная	70	70/50	445200
5. Реконструкция участка сети ГВС от ТК5 до ТК9	длина 12 м, подземная 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППМ	90,06	Новое строительство	подземная	12	100/70	76320
6. Реконструкция участка сети ГВС от ТК9 до ТК10	длина 45 м, подземная 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППМ	337,72	Новое строительство	подземная	45	100/70	286200
7. Реконструкция участка сети ГВС от ТК10 до ТК11	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППМ	75,05	Новое строительство	подземная	10	100/70	63600
8. Реконструкция участка сети ГВС от ТК11 до ТУ7	длина 98 м, подземная 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППМ	735,47	Новое строительство	подземная	98	100/70	623280
9. Реконструкция участка сети ГВС от ТУ7 до ТК13	длина 47 м, надземная 2-х трубная, Ду100/70, изоляция ППМ	301,70	Новое строительство	надземная	47	100/70	255680
10. Реконструкция участка сети ГВС от ТК13 до ж/д №7	длина 70 м, подземная 2-х трубная, Ду80/50, изоляция ППМ	525,34	Новое строительство	подземная	70	80/50	445200

Продолжение табл. 7.8

1	2	3	4	5	6	7	8
11. Реконструкция участка сети ГВС от ТУ20 до ТУ28	длина 107 м, надземная 2-х трубная, Ду80/50, изоляция ППМ	686,85	Новое строительство	надземная	107	80/50	582080
12. Реконструкция участка сети ГВС от ТУ28 до ТК14	длина 20 м, надземная 2-х трубная, Ду80/50, изоляция ППМ	128,38	Новое строительство	надземная	20	80/50	108800
		<b>4591,66</b>			<b>637</b>		<b>3891240</b>
<b>СЦТ от котельной №2</b>							
13. Реконструкция участка сети ГВС от ТК2 до ж/д №5	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	450,29	Новое строительство	подземная	60	50/32	381600
14. Реконструкция участка сети ГВС от ТК2 до ж/д №5а	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	150,10	Новое строительство	подземная	20	50/32	127200
15. Реконструкция участка сети ГВС от ТК1 до ТК3	длина 208 м, подземная 2-х трубная, Ду70/70, изоляция ППМ	1561,00	Новое строительство	подземная	208	70/70	1322880
16. Реконструкция участка сети ГВС от ТК3 до ж/д №4	длина 23 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	172,61	Новое строительство	подземная	23	50/32	146280
17. Реконструкция участка сети ГВС от ТК3 до ТК4	длина 272 м, подземная 2-х трубная, Ду70/70, изоляция ППМ	2041,31	Новое строительство	подземная	272	70/70	1729920
18. Реконструкция участка сети ГВС от ТК4 до ж/д №4а	длина 34 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	255,16	Новое строительство	подземная	34	50/32	216240
19. Реконструкция участка сети ГВС от ТК4 до ж/д №8а	длина 100 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	750,48	Новое строительство	подземная	100	50/32	636000
20. Реконструкция участка сети ГВС от ТК7 до ж/д №17	длина 30 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	225,14	Новое строительство	подземная	30	50/32	190800

Продолжение табл. 7.8

1	2	3	4	5	6	7	8
21. Реконструкция участка сети ГВС от ТК6 до ТК7	длина 639 м, подземная 1-х трубная (циркуляционный), Ду32, изоляция ППМ	4795,57	Новое строительство	подземная	639	32	4064040
21. Реконструкция участка сети ГВС от ТУ1 до ТК5	длина 60 м, надземная 2-х трубная, Ду70/70, изоляция ППМ	385,15	Новое строительство	надземная	60	70/70	326400
22. Реконструкция участка сети ГВС от ТК5 до ТК6	длина 20 м, подземная 2-х трубная, Ду70/70, изоляция ППМ	150,10	Новое строительство	подземная	20	70/70	127200
22. Реконструкция участка сети ГВС от ТК6 до ж/д №10	длина 10 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	75,05	Новое строительство	подземная	10	50/32	63600
23. Реконструкция участка сети ГВС Котельная до ТУ1	длина 27 м, надземная 2-х трубная, Ду70/70, изоляция ППМ	173,32	Новое строительство	надземная	27	70/70	146880
24. Реконструкция участка сети ГВС от ТУ1 до ТК1	длина 35 м, надземная 2-х трубная, Ду70/70, изоляция ППМ	224,67	Новое строительство	надземная	35	70/70	190400
25. Реконструкция участка сети ГВС от ТК1 до д/с Золушка	длина 44 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	330,21	Новое строительство	подземная	44	50/32	279840
26. Реконструкция участка сети ГВС от ТК1 до ТК2	длина 80 м, подземная 2-х трубная, Ду50/32, изоляция ППМ	600,38	Новое строительство	подземная	80	50/32	508800
<b>Всего</b>		<b>12340,53</b>			<b>1662</b>		<b>10458080</b>
<b>Итого</b>		<b>16932,20</b>			<b>2299</b>		<b>14349320</b>

## **8 Топливные балансы**

### **8.1 Общие положения**

Перспективные топливные балансы разработаны в соответствии подпунктом 6 пункта 3 и пунктом 23 Требований к схемам теплоснабжения. В результате разработки в соответствии с пунктом 23 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- установлены перспективные объемы тепловой энергии, вырабатываемой на всех источниках тепловой энергии, обеспечивающие спрос на тепловую энергию и теплоноситель для потребителей, на собственные нужды котельных, на потери тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, на хозяйственные нужды предприятий;
- установлены объемы топлива для обеспечения выработки тепловой энергии на каждом источнике тепловой энергии;
- определены виды топлива, обеспечивающие выработку необходимой тепловой энергии;
- установлены показатели эффективности использования топлива и предлагаемого к использованию теплоэнергетического оборудования.

Перспективное топливопотребление было рассчитано для варианта развития системы теплоснабжения п.г.т. Чамзинка выбранного в качестве рекомендованного варианта развития системы теплоснабжения.

Для расчета выработки тепловой энергии, потребления топлива на котельных ООО «ТЭС» были приняты следующие условия:

- Перспективная выработка тепловой энергии рассчитывалась для каждой группы разнотипных котлоагрегатов установленных в котельных предпочтение в первоочередности загрузки отдается котлу с наибольшим КПД на наименьшем диапазоне загрузки (по режимной карте).
- Регулирование котлоагрегатов будет осуществляться по графику качественного регулирования;
- Для расчета перспективного отпуска тепловой энергии принимались значения перспективной тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии.

Перспективный УРУТ на выработку тепловой энергии на существующем оборудовании принимался в соответствии с существующими фактическими УРУТ на выработку тепловой энергии; УРУТ на выработку тепловой энергии для вновь вводимого оборудования принимался в соответствии номинальными характеристиками этого оборудования при работе на конкретном виде топлива.

### **8.2 Перспективные топливные балансы источников теплоснабжения по котельным ООО «ТЭС»**

При прогнозировании необходимого количества топлива для котельных г.п.Чамзинка рассматривался вариант обеспечения тепловой нагрузки от эффективных, ближайших существующих котельных с наилучшими показателями работы (в частности – удельный расход топлива на отпуск тепла) или строительство новых котельных.

Прогнозы по отпускаемой тепловой энергии и топливопотреблению рассматривались по котельным, задействованным в схеме теплоснабжения, со следующим допущением: отпуск тепловой энергии ведомственными котельными остаётся на уровне базового года, а приросты нагрузки обеспечиваются источниками п.г.т. Чамзинка или строительством новых современных котельных. Перспективное значение удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии приведено на рис.8.1 и в табл. 8.1.

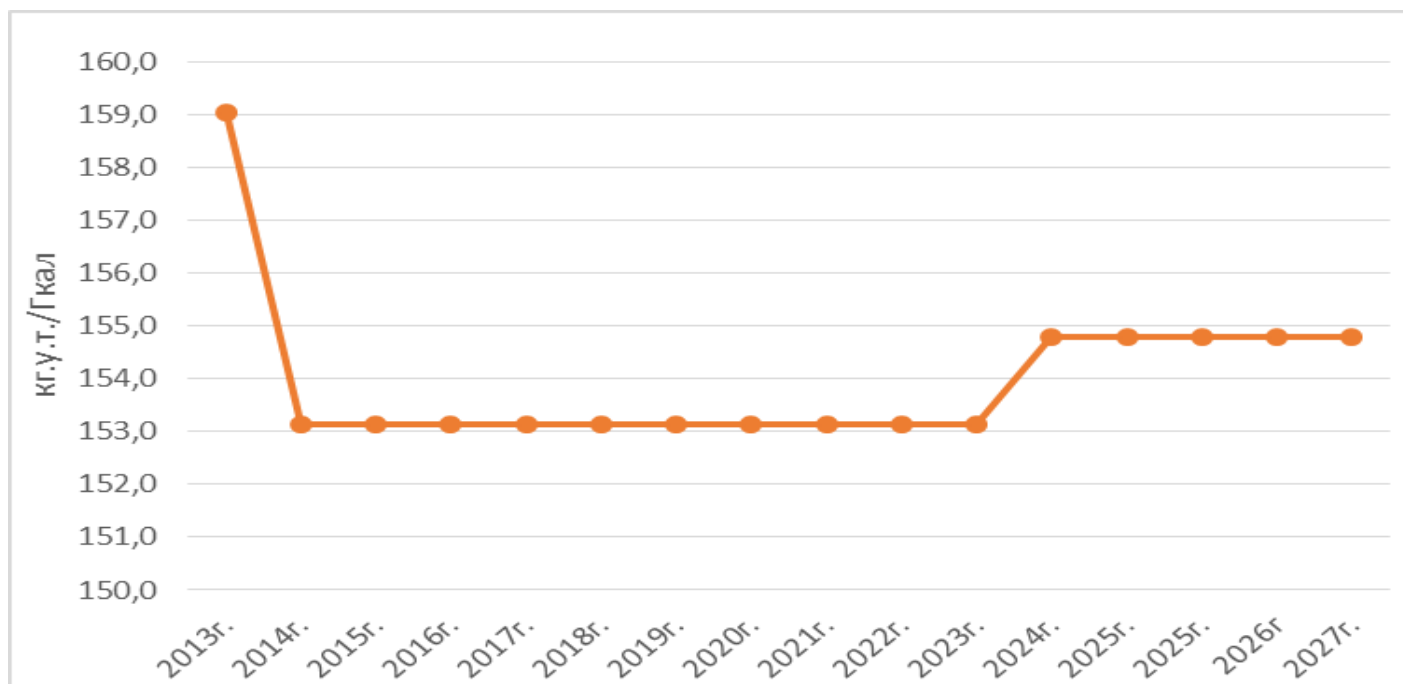


Рисунок 8.1-Динамика НУР топлива на период 2013-2028г.г.

Таблица 8.1 – Перспективные плановые значения удельных расходов топлива на отпуск тепловой энергии

Показатель	Единицы измерения	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.
Зона действия котельной №1																	
Отпуск тепловой энергии	Гкал	15628,73	13415,81	13415,81	13415,81	13415,81	13415,81	13415,81	13415,81	13415,81	13415,81	13415,81	13356,99	13356,99	13356,99	13356,99	13356,99
НУР топлива	кг.у.т./Гкал	158,05	151,61	151,61	151,61	151,61	151,61	151,61	151,61	151,61	151,61	151,61	153,23	153,23	153,23	153,23	153,23
Зона действия котельной №2																	
Отпуск тепловой энергии	Гкал	6689,03	4030,84	4030,84	4030,84	4030,84	4030,84	4030,84	4030,84	4030,84	4030,84	4030,84	3677,79	3677,79	3677,79	3677,79	3677,79
НУР топлива	кг у.т/Гкал	156,36	152,32	152,32	152,32	152,32	152,32	152,32	152,32	152,32	152,32	152,32	154,16	154,16	154,16	154,16	154,16
Зона действия котельной по ул.Большая, 2а																	
Отпуск тепловой энергии	Гкал	187,00	155,30	155,30	155,30	155,30	155,30	155,30	155,30	155,30	155,30	155,30	155,30	155,30	155,30	155,30	155,30
НУР топлива	кг у.т/Гкал	166,92	167,49	167,49	167,49	167,49	167,49	167,44	167,44	167,44	167,44	167,44	167,44	167,44	167,44	167,44	167,44
Зона действия котельной по ул.Большая, 12																	
Отпуск тепловой энергии	Гкал	146,00	66,18	66,18	66,18	66,18	66,18	66,18	66,18	66,18	66,18	66,18	66,18	66,18	66,18	66,18	66,18
НУР топлива	кг у.т/Гкал	167,68	171,97	171,97	171,97	171,97	171,97	171,97	171,97	171,97	171,97	171,97	171,97	171,97	171,97	171,97	171,97
Зона действия котельной по ул.Мира, 3																	
Отпуск тепловой энергии	Гкал	212,00	73,61	73,61	73,61	73,61	73,61	73,61	73,61	73,61	73,61	73,61	73,61	73,61	73,61	73,61	73,61
НУР топлива	тыс.тонн/год	165,79	169,02	169,02	169,02	169,02	169,02	169,02	169,02	169,02	169,02	169,02	169,02	169,02	169,02	169,02	169,02
Зона действия котельной по ул.Мира, 7																	
Отпуск тепловой энергии	Гкал	175,00	113,45	113,45	113,45	113,45	113,45	113,45	113,45	113,45	113,45	113,45	113,45	113,45	113,45	113,45	113,45
НУР топлива	кг у.т/Гкал	166,12	167,25	167,25	167,25	167,25	167,25	167,25	167,25	167,25	167,25	167,25	167,25	167,25	167,25	167,25	167,25

Таблица 8.2 – Прогнозное потребление топлива теплоисточниками г.п. Чамзинка

Энергоисточники	2012г.			2018г.			2023г.			2028г.		
	Отпуск тепла, Гкал	Потребление топлива на отпуск тепла тыс.т.у.т.	Суммарное потребление топлива тыс.т.у.т.	Отпуск тепла, Гкал	Потребление топлива на отпуск тепла тыс.т.у.т.	Суммарное потребление топлива тыс.т.у.т.	Отпуск тепла, Гкал	Потребление топлива на отпуск тепла тыс.т.у.т.	Суммарное потребление топлива тыс.т.у.т.	Отпуск тепла, Гкал	Потребление топлива на отпуск тепла тыс.т.у.т.	Суммарное потребление топлива, тыс.т.у.т.
Котельные ООО "ТЭС"	22862,76	3,64	<b>3,64</b>	17741,74	2,72	<b>2,72</b>	17741,74	2,72	<b>2,72</b>	17329,87	2,68	<b>2,68</b>

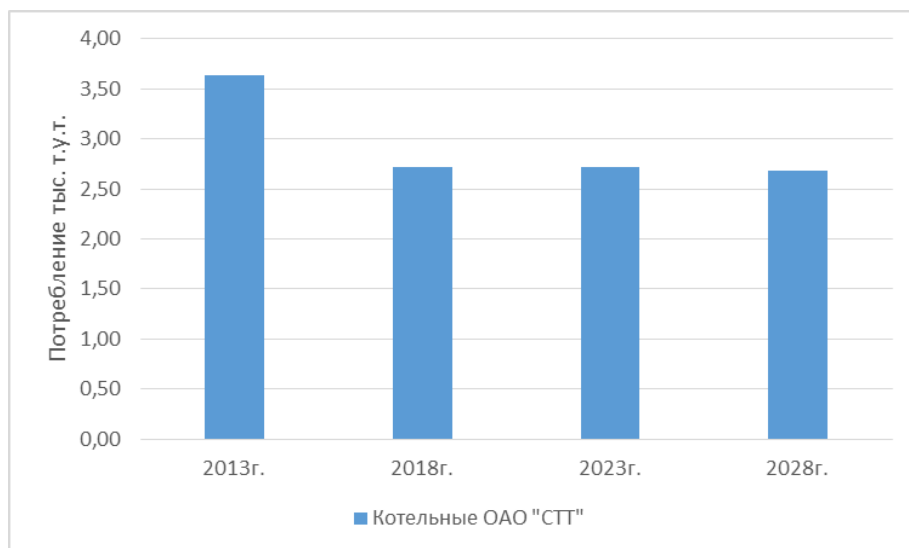


Рисунок 8.2 – Прогнозное потребление топлива основными теплоисточниками г.п. Чамзинка

Прирост и снижение потребления топлива по отношению к уровню 2013 года составит:

- к 2018 году – произойдет снижение валового расхода топлива, 0,92 тыс. т.у.т.;
- к 2023 году – валовый расход топлива находится на неизменном уровне;
- к 2028 году – произойдет снижение валового расхода топлива 0,03 тыс.т.у.т.;

Таким образом, наибольшее снижение потребления топлива за период 2013-2028 г.г. ожидается в первом периоде 2013-2017г.г. и связано с ведением в 2014г. мероприятий по установке теплоутилизаторов в котельных №1 и №2.

## 9. Оценка надежности системы теплоснабжения

### 9.1 Общие положения

Оценка надежности теплоснабжения разрабатываются в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Требований к схемам теплоснабжения. Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность».

В СНиП 41.02.2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы [Р], коэффициент готовности [Кг], живучести [Ж].

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источника теплоты  $R_{ит} = 0,97$ ;
- тепловых сетей  $R_{тс} = 0,9$ ;
- потребителя теплоты  $R_{пт} = 0,99$ ;
- СЦТ в целом  $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$ .

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;



- достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;

- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;

- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течении отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также - числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе  $K_g$  принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью СЦТ к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;

- организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;

- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494.

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

Вторая категория - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

- жилых и общественных зданий до 12 °С;

- промышленных зданий до 8 °С.

## **9.2 Методика расчета вероятности безотказной работы тепловых объектов**

### **9.2.1 Термины и определения**

Термины и определения, используемые в данном разделе соответствуют определениям ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике».

Надежность - свойство участка тепловой сети или элемента тепловой сети сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность обеспечивать передачу теплоносителя в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания. Надежность тепловой сети и системы теплоснабжения является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

- Безотказность - свойство тепловой сети непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки;

- Долговечность - свойство тепловой сети или объекта тепловой сети сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта;

- Ремонтпригодность - свойство элемента тепловой сети, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта;

- Исправное состояние - состояние элемента тепловой сети и тепловой сети в целом, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

- Неисправное состояние - состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

- Работоспособное состояние - состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

- Неработоспособное состояние - состояние элемента тепловой сети, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых тепловая сеть способна частично выполнять требуемые функции;

- Предельное состояние - состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно;

- Критерий предельного состояния - признак или совокупность признаков предельного состояния элемента тепловой сети, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же элемента тепловой сети могут быть установлены два и более критериев предельного состояния;

- Дефект - по ГОСТ 15467;

- Повреждение - событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния;

- Отказ - событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния элемента тепловой сети или тепловой сети в целом;

- Критерий отказа - признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния тепловой сети, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Для целей перспективной схемы теплоснабжения термин «отказ» будет использован в следующих интерпретациях:

- отказ участка тепловой сети - событие, приводящие к нарушению его работоспособного состояния (т.е. прекращению транспорта теплоносителя по этому участку в связи с нарушением герметичности этого участка);

- отказ теплоснабжения потребителя - событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети).

При разработке схемы теплоснабжения для описания надежности термины «повреждение» и «инцидент» будут употребляться только в отношении событий, к которым может быть применена процедура отложенного ремонта, потому что в соответствии с ГОСТ 27.002-89 эти события не приводят к нарушению работоспособности участка тепловой сети и, следовательно, не требуют выполнения незамедлительных ремонтных работ с целью восстановления его работоспособности. К таким событиям относятся зарегистрированные «свищи» на прямом или обратном теплопроводах тепловых сетей. Тем не менее, ремонтные работы по ликвидации свищей требуют прерывания теплоснабжения (если нет вариантов подключения резервных теплопроводов), и в этом смысле они аналогичны «отложенным» отказам.

Мы также не будем употреблять термин «авария», так как это характеристика «тяжести» отказа и возможных последствия его устранения. Все упомянутые в этом абзаце термины устанавливают лишь градацию (шкалу) отказов.

## 9.2.2 Методика расчета надежности теплоснабжения

### 9.2.2.1 Расчет надежности теплоснабжения не резервируемых участков тепловой сети

В соответствии со СНиП 41-02-2003 расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать (пункт «б.28») для:

- источника теплоты  $R_{ит} = 0,97$ ;
- тепловых сетей  $R_{тс} = 0,9$ ;
- потребителя теплоты  $R_{пт} = 0,99$ ;
- СЦТ в целом  $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$ .

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю осуществляется по следующему алгоритму:

1. Определяется путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.

2. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков тепловых сетей, составляющих этот путь.

3. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.

4. На основе обработки данных по отказам и восстановлениям (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

- $\lambda_0$  средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов
- участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет (1/км/год);
- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;
- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка;

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя  $\lambda_i$ , который имеет размерность [1/км/год] или [1/км/час]. Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 t} \times e^{-\lambda_2 L_2 t} \times \dots \times e^{-\lambda_n L_n t} = e^{-t \sum_{i=1}^{i=N} \lambda_i L_i} = e^{-\lambda_c t} \quad (9.1)$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке  $\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n$ , [1/час], где  $L_i$  - протяженность каждого участка, [км]. И, таким образом, чем выше значение интенсивности отказов системы тем меньше вероятность безотказной работы. Параметр времени в этих выражениях всегда равен одному отопительному периоду, т.е. значение вероятности безотказной работы вычисляется как некоторая вероятность в конце каждого рабочего цикла (перед следующим ремонтным периодом).

Интенсивность отказов каждого конкретного участка может быть разной, но самое главное, она зависит от времени эксплуатации участка (важно: не в процессе одного отопительного периода, а времени от начала его ввода в эксплуатацию). В нашей практике для описания параметрической зависимости интенсивности отказов мы применяем зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 (0,1\tau)^{\alpha-1}, \quad (9.2)$$

где  $\tau$  - срок эксплуатации участка [лет].

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра  $\alpha$ : при  $\alpha < 1$ , она монотонно убывает, при  $\alpha > 1$  - возрастает; при  $\alpha = 1$  функция принимает вид  $\lambda(t) = \lambda_0 = \text{Const}$ . А  $\lambda_0$  - это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснабжения.

Обработка значительного количества данных по отказам, позволяет использовать следующую зависимость для параметра формы интенсивности отказов:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 \cdot \text{при} \cdot 0 < \tau \leq 3 \\ 1 \cdot \text{при} \cdot 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(\tau/20)} \cdot \text{при} \cdot \tau > 17 \end{cases} \quad (9.3)$$

На рис. 9.1 приведен вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети. При ее использовании следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

- она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;
- в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.

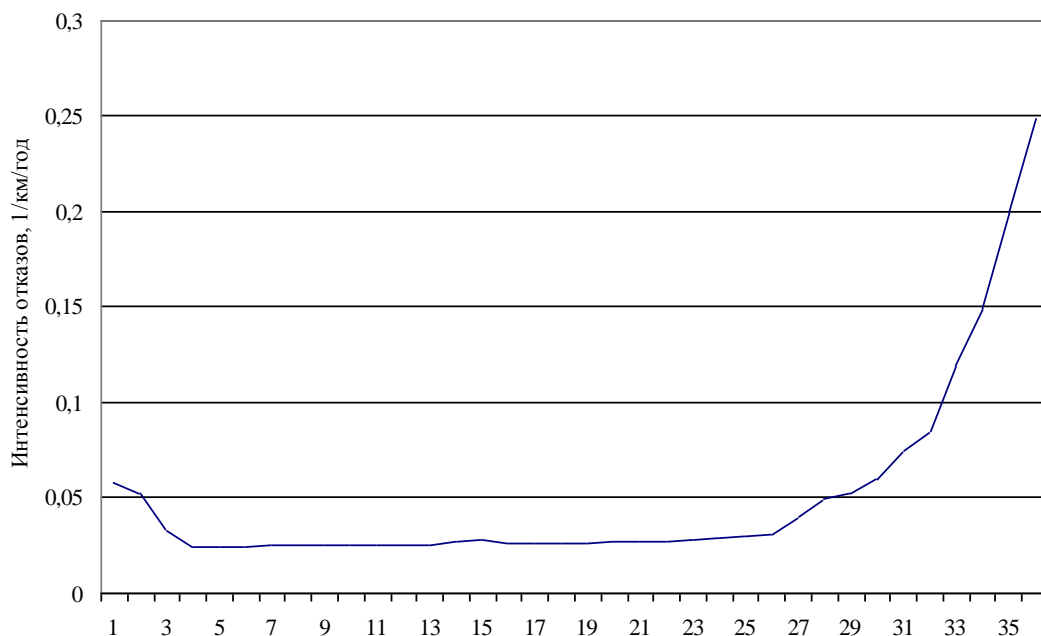


Рисунок 9.1 – Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения

тепловых сетей принимают по данным СНиП 2.01.01.82 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности абонентских установок определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя - событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети). Например для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_{\theta} = t_n + \frac{Q_0}{q_0 V} + \frac{t'_{\theta} - t_n - \frac{Q_0}{q_0 V}}{\exp(z/\beta)}, \quad (9.4)$$

где  $t_{\theta}$  – внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время  $z$  в часах, после наступления исходного события, °С;

$z$  – время отсчитываемое после начала исходного события, ч;  $t'_{\theta}$  – температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С;

$t_n$  – температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени  $z$ , °С;

$Q_0$  – подача теплоты в помещение, Дж/ч;

$q_0 V$  – удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(чх°С);  $\beta$  – коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчет времени снижения температуры в жилом задании до +12 °С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при  $\left(\frac{Q_0}{q_0 V} = 0\right)$  имеет следующий вид:

$$z = \beta \times \ln \left( \frac{t_{\theta} - t_n}{t_{\theta,a} - t_n} \right), \quad (9.5)$$

где  $t_{\theta,a}$  – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12 °С для жилых зданий).

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха, например, для города Саранска при коэффициенте аккумуляции жилого здания  $\beta = 40$  часов.

7. На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используют эмпирическую зависимость для времени, необходимом для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым:

$$z_p = a[1 + (b + cl_{c,3})D^{1.2}], \quad (9.6)$$

где,  $a, b, c$  - постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ;

$l_{c,3}$  – расстояние между секционирующими задвижками, м;

$D$  - условный диаметр трубопровода, м.

Расчет выполняется для каждого участка и/или элемента, входящего в путь от источника до абонента:

- по уравнению 9.5 вычисляется время ликвидации повреждения на  $i$ -том участке;
- по каждой градации повторяемости температур с использованием уравнения 9.4 вычисляется допустимое время проведения ремонта;
- вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;
- вычисляются относительные доли (см. уравнение 9.6) и поток отказов (см. уравнение 9.7.) участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры в +12 град Ц.

$$\bar{z} = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{z_p}\right) \times \frac{\tau_j}{\tau_{on}}, \quad (9.7)$$

$$\bar{\omega}_i = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,j}, \quad (9.8)$$

- вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

$$p_i = \exp(-\bar{\omega}_i) \quad (9.9)$$

### 9.2.2.2 Расчет надежности теплоснабжения для резервированных участков тепловой сети

В системах теплоснабжения одним из самых распространенных способов повышения надежности является резервирование участков, суммы участков, целых магистральных выводов или насосных агрегатов, секционирующих задвижек и т.д. А наиболее часто применяемым способом расчета систем теплоснабжения с резервированием - приведение реальной системы теплоснабжения к эквивалентной модели параллельных или последовательно-параллельных соединений участков тепловой сети. Этот метод, конечно, является не единственным, но значительно более простым чем, например, «метод минимальных путей - минимальных сечений».

Однако, в любом случае, прежде чем решать задачу эквивалентирования схемы необходимо выполнить структурный анализ тепловой сети, который заключается в том, чтобы определить весь набор путей передачи теплоносителя от источника тепловой мощности к потребителю (узлу «сброса» (иногда «стока») тепловой нагрузки). Выявленные пути и их совместное рассмотрение позволяют свести схему к параллельному или последовательно параллельному соединению участков тепловой сети.

Все эти приемы и методы хорошо известны и широко применяются при структурном анализе сложных схем электрических сетей и неоднократно апробированы при анализе надежности схем теплоснабжения. Алгоритм решения задачи расчета надежности резервированных тепловых сетей сводится к следующим простым шагам и вычислениям.

Шаг 1. Выделяется потребитель, относительно которого выполняется расчет надежности вероятности безотказной работы теплоснабжения

Шаг 2. Выполняется структурный анализ тепловой сети, позволяющий выделить все пути, по которым можно осуществить передачу теплоносителя от источника до выделенного потребителя. В некоторых специализированных программных комплексах (например, «Теплограф», «Zulu») эта процедура осуществляется автоматически, что значительно сокращает время на структурный анализ тепловой сети.

Шаг 3. Составляется эквивалентная схема путей для расчета надежности теплоснабжения. Она будет состоять из параллельно-последовательных или последовательно-параллельных участков тепловой сети (в смысле надежности).

Шаг 4. Для всех последовательных участков пути, также как для не резервированных участков, рассчитывается их вероятность безотказной работы, в соответствии с методом, приведенным в разделе 2.2.1. По результатам расчетов определяются:

вероятность безотказной работы эквивалентного нерезервированного  $j$ -того пути

$$p_{ej} = \prod_{i=1}^n P_i, \quad (9.10)$$

вероятность отказа эквивалентного нерезервированного  $j$ -того пути

$$q_{ej} = 1 - \prod_{i=1}^n P_i, \quad (9.11)$$

параметр потока отказов эквивалентного нерезервированного  $j$ -того пути

$$\bar{\omega}_{ej} = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,k}, \quad (9.12)$$

среднее время безотказной работы эквивалентного нерезервированного  $j$ -того пути

$$\bar{T}_{\bar{o}p.ej} = 1 / \omega_{ej}, \quad (9.13)$$

среднее время восстановления (ремонта) эквивалентного нерезервированного  $j$ -того пути

$$\bar{T}_{\bar{o}c.ej} = q_{ej} / \omega_{ej}, \quad (9.14)$$

при этом

$$q_{ej} = \lambda_{ej} \times \bar{T}_{\bar{o}c.ej}, \quad (9.15)$$

Шаг 5. После сведения всех показателей надежности нерезервированных участков пути к эквивалентным значениям рассчитываются показатели надежности параллельных соединений участков пути, состоящих из эквивалентных последовательных:

вероятность безотказной работы эквивалентного резервированного  $k$ -того пути

$$p_{ek} = 1 - \prod_{j=1}^m q_{ej}, \quad (9.16)$$

вероятность отказа эквивалентного резервированного  $k$ -того пути

$$q_{ek} = \prod_{j=1}^m q_{ej}, \quad (9.17)$$

параметр потока отказов эквивалентного резервированного  $k$ -того пути

$$\bar{\omega}_{ek} = \sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \bar{\omega}_{el} \bar{T}_{ej}, \quad (9.18)$$

среднее время безотказной работы эквивалентного резервированного  $k$ -того пути

$$\bar{T}_{\bar{o}p.ek} = \left[ \sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \bar{\omega}_{el} \bar{T}_{ej} \right]^{-1}, \quad (9.19)$$

среднее время восстановления (ремонта) эквивалентного резервированного  $k$ -того пути

$$\bar{T}_{\bar{o}c.ek} = \frac{\prod_{j=1}^m \omega_{ej} \bar{T}_{ej}}{\left[ \sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \bar{\omega}_{el} \bar{T}_{ej} \right]}, \quad (9.20)$$

Шаг 6. Процедура расчета повторяется для последовательных (в смысле надежности) эквивалентных путей.

### 9.2.2.3 Оценка недоотпуска тепла потребителям

Выполнив оценку вероятности безотказной работы каждого магистрального теплопровода, легко определить средний (как вероятностную меру) недоотпуск тепла для каждого потребителя, присоединенного к этому магистральному теплопроводу.

Вычислив вероятность безотказной работы теплопровода относительно выбранного потребителя и, соответственно, вероятность отказа теплопровода относительно выбранного потребителя недоотпуск рассчитывается как:

$$\Delta Q_n = \bar{Q}_{np} \times T_{on} \times q_{mn}, \text{ Гкал} \quad (9.21)$$

где,  $\bar{Q}_{np}$  - среднегодовая тепловая мощность теплопотребляющих установок потребителя (либо, по другому, тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч;

$T_{on}$  - продолжительность отопительного периода, час;

$q_{mn}$  - вероятность отказа теплопровода.

### **9.2.3 Результаты расчетов**

Как было показано выше, реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием физического ресурса действующих магистральных теплопроводов необходима для обеспечения теплоснабжения потребителей с надежностью, характеризующейся нормативными показателями, принятыми при их проектировании. К 2013 году эксплуатационная надежность тепловых сетей п.г.т. Чамзинка в целом обеспечивалась за счет напряженной работы ООО «ТЭС» по текущей ликвидации возникающих повреждений в тепловых сетях и недопущению их развития в серьезные аварии с тяжелыми последствиями.

Проведенный расчет надежности по некоторым путям магистральных теплопроводов показал результат ВБР, не превышающий 0,3, а на некоторых и менее (при нормативном значении равном 0,9). Такие результаты эксплуатационной надежности объясняются прежде всего практически полным исчерпанием физического ресурса тепловых сетей. Средневзвешенный срок их эксплуатации приближается к критическому, свыше 20 лет. Если не предпринять действенных мер долгосрочного характера по восстановлению эксплуатационного ресурса, то в ближайшие пять лет поток отказов на тепловых сетях зоны действия удвоится, и справиться с их своевременным устранением ООО «ТЭС» будет практически невозможно.

## **9.3 Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей в зоне действия энергоисточников г.п. Чамзинка на отопительный период 2013 года**

### **9.3.1 Вероятности безотказной работы не резервируемых магистральных теплопроводов тепловой сети**

#### **9.3.1.1 Общие положения**

Вероятности безотказной работы на не резервируемых участках тепловой сети в модели первого уровня рассчитываются относительно тепловых камер, в которых к магистральным теплопроводам присоединены ответвления, обеспечивающие передачу тепловой энергии от магистральных теплопроводов г.п. Чамзинка.

Вероятности безотказной работы рассчитываются для всех магистральных теплопроводов (как не резервируемых теплопроводов), реестр которых установлен в электронной модели теплоснабжения г.п. Чамзинка.

## **9.4 Выводы и предложения по тепловым сетям**

По варианту развития зоны действия теплоисточников г.п. Чамзинка, при условии реализации предлагаемых мероприятий по реконструкции трубопроводов тепловых сетей с целью повышения показателей надежности, к концу рассматриваемого периода показатели вероятности безотказной работы потребителей будет соответствовать нормативной величине, требуемой в СНиП 41-02-2003.

С учетом представленных выше результатов расчетов была сформирована программа по реконструкции трубопроводов тепловых сетей с целью повышения показателей вероятности безотказной работы потребителей до нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003. Капитальные затраты на осуществление рекомендуемых мероприятий в ценах 2008 г. были оценены в соответствии методикой, приведенной в разделе. «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них».

## **10 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение**

### **10.1 Общие положения**

Оценка инвестиций и анализ ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения разрабатываются в соответствии подпунктом «ж» пункта 4, пунктом 13 и



пунктом 48 «Требований к схемам теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ № 154 от 22 февраля 2012 года.

В соответствии с пунктами 13 и 48 Требований к схеме теплоснабжения должны быть разработаны и обоснованы:

- предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе;
- предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и тепловых пунктов на каждом этапе;
- предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности.

## **10.2 Нормативно-методическая база для проведения расчетов**

Финансово-экономические расчёты выполнены в соответствии со следующими нормативно-методическими документами:

«Руководство по подготовке промышленных технико-экономических исследований», ЮНИДО. М.: АОЗТ «Интерэксперт», 1995;

«Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов», утверждённые Минэкономики РФ, Министерством финансов РФ и Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999 г.;

«Практическое пособие по обоснованию инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений», разработанных ФГУП «ЦЕНТРИНВЕСТпроект», М., 2002 г.;

«Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике» на стадии предТЭО и ТЭО», утверждённые приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. № 155 и заключением Главгосэкспертизы России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113;

«Рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения», НП «АВОК», 2006 г.;

«Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года (версия 2010 г.)», ЗАО «АПБЭ», 2010 г.;

«Коммерческая оценка инвестиционных проектов» (основные положения методики), Альт-Инвест, редакция 5.01 ноябрь 2004 г.

## **10.3 Макроэкономические параметры**

### **10.3.1 Сроки реализации**

Общий срок выполнения работ по Схеме, начиная с базового 2013 года, составляет 15 лет. Расчетный период действия схемы - 2028 г. Срок нормальной эксплуатации объектов теплоснабжения принимался 30 лет.

### **10.3.2 Основные подходы к расчету экономической эффективности**

При оценке экономической эффективности вариантов Схемы были сформированы инвестиционные проекты для строительства тепловых сетей и реконструкции котельных г.п. Чамзинка.

Оценка инвестиционных проектов на действующих предприятиях проводилась на основе «Приростного» метода построения финансовой модели. Данный метод основан на анализе только изменений (приращений), которые вносит проект в показатели деятельности организаций.

Для проведения исследований и анализа инвестиционных процессов в энергетике учитывается весь комплекс многофункциональных, взаимосвязанных элементов: темпы капитальных вложений, режимы загрузки агрегатов и связанные с ними объёмы товарной продукции (объёмы продаж), уровни прогнозных и текущих цен на топливо и тарифов на продукцию.

Экономическая эффективность вариантов Схемы теплоснабжения определялась по каждому инвестиционному проекту приведенным к 2013 году будущим доходом от реализации при-

роста объёма продукции, за вычетом всех сопутствующих производственных и инвестиционных затрат.

### **10.3.2.1 Потребность в инвестициях и источники финансирования**

Общий объём необходимых инвестиций в осуществление каждого рассматриваемого проекта складывается из суммы инвестиционных затрат в предлагаемые мероприятия по теплоисточникам и тепловым сетям, требуемых оборотных средств и средств, необходимых для обслуживания долга (в случае финансирования за счёт заёмных средств).

В качестве источника финансирования проектов по согласованию с организацией предусматривается плата за технологическое подключение, ремонтный фонд в тарифе, надбавка к тарифу, амортизационные отчисления.

Капитальные вложения по вариантам Схемы определены в сметных ценах 2013 г. Инвестиционные затраты в свою очередь представляют собой капиталовложения, проиндексированные с помощью соответствующих коэффициентов ежегодной инфляции инвестиций по годам освоения, с учетом НДС.

### **10.3.2.2 Программа производства и реализации**

Программа производства включает в себя:

- по существующим котельным - прирост производства тепловой энергии;
- по существующим и строящимся тепловым сетям - прирост объёма передаваемой тепловой энергии.

При определении платы за подключение к теплосетям по вариантам Схемы учитывались следующие параметры:

- капвложения в теплосетевое хозяйство на каждый расчётный период;
- прирост тепловой нагрузки на теплоисточниках, отпускающих тепло в тепловые сети по которым планируются мероприятия.

### **10.3.2.3 Производственные издержки по теплоисточникам**

В расчётах по теплоисточникам приняты следующие производственные издержки (приросты издержек):

- затраты на топливо;
- амортизационные отчисления, определяемые исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования, в соответствии с "Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы", утверждённой Постановлением Правительства РФ №1 от 1 января 2002 г.;
- затраты на оплату труда персонала с учётом страховых отчислений, рассчитываемых исходя из фонда заработной платы и процентной ставки по страховым отчислениям;
- затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (ремонтный фонд);
- прочие затраты (только для вновь строящихся теплоисточников).

При расчете экономической эффективности мероприятий в новые объекты теплоснабжения к учету принимались полные производственные издержки, описанные выше, а для существующих объектов теплоснабжения - только дополнительные переменные издержки (топливо), а также издержки, связанные с новыми капиталовложениями в проект (затраты на ремонт и амортизационные отчисления).

Затраты на топливо определены исходя из годового расхода топлива и его цены. Определение годового расхода топлива по теплоисточникам приведено в Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения г.п. Чамзинка до 2028 г.

Расчёт амортизации в соответствии с «Налоговым кодексом РФ» для объектов со сроком службы более 20 лет производится по линейному методу.

Для распределения ремонтного фонда по годам эксплуатации теплоисточников принимался метод Усреднённых затрат через ежегодные отчисления в ремонтный фонд.

Определение затрат на ремонты теплосетей (ТС) и насосных станций (ПНС) осуществлялось в соответствии с СО 34.20.611-2003 "Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций".

#### **10.3.2.4 Производственные издержки по тепловым сетям**

Производственные издержки по тепловым сетям включают в себя следующие элементы затрат:

- амортизационные отчисления по тепловой сети, определяемые исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования, в соответствии с "Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы", утверждённой Постановлением Правительства РФ №1 от 1.01.2002 г.;

- затраты на оплату труда персонала с учётом страховых отчислений, рассчитываемых исходя из фонда заработной платы и процентной ставки по страховым отчислениям;

- затраты на ремонт;

- затраты на перекачку теплоносителя (электроэнергию);

- затраты на компенсацию потерь тепла в тепловой сети;

- прочие затраты.

Расчёт амортизации в соответствии с «Налоговым кодексом РФ» производится по линейному методу.

#### **10.3.2.5 Результаты расчётов экономической эффективности сценариев развития системы теплоснабжения**

Оценка экономической эффективности капиталовложений в развитие системы теплоснабжения г.п. Чамзинка на период до 2028 г. по рассматриваемым вариантам каждого сценария проводилась с использованием следующих показателей, позволяющих судить об экономических преимуществах инвестиций: чистой приведённой стоимости (NPV); дисконтированного срока окупаемости (РВР, от начала проекта); дисконтированного срока окупаемости (РВР, от начала капвложений); период окупаемости; индекс доходности (ИД).

Эффективность рассматриваемого инвестиционного проекта характеризуется выше приведенной системой показателей, представляется соотношением затрат и результатов.

### **10.4 Объемы финансирования проектов, предложенных для включения в инвестиционную программу**

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии сформированы на основе мероприятий, прописанных в Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения.

#### **10.4.1 Инвестиции в техническое перевооружение котельных г.п Чамзинка**

Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии сформированы на основе мероприятия, прописанного в Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения.

Капитальные вложения в техническое перевооружение (организация глубокой утилизация тепла уходящих газов котлоагрегата на основе применения импульсного режима течения теплоносителя в конденсационном теплообменнике и непрерывной гидродинамической очистки котлоагрегата) котельных (№1, 2) г.п Чамзинка представлены в таблице 10.1. Общая потребность в финансировании проекта составляет 3076,0 тыс. руб. с НДС в т.ч. 1820,0 тыс. руб. стоимость приобретенного оборудования.

Таблица 10.1 – Финансовые потребности в реализацию проекта по техническому перевооружению котельных №1, 2 г.п. Чамзинка

Наименование объекта	Мероприятия	Год ввода в эксплуатацию	Финансовые потребности, тыс. руб., с НДС
Котельная №1, 2	Глубокая утилизация тепла уходящих газов котлоагрегатов на основе применения импульсного режима течения теплоносителя в конденсационном теплообменнике и непрерывной гидродинамической очистки котлоагрегата.	2014-2015 г.г.	3076,0
<b>Итого</b>			<b>3076,0</b>

#### 10.4.2 Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию и новое строительство тепловых сетей осуществлялась по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Полная сметная стоимость каждого проекта приведена в табл. 10.2. Согласно данной таблице полная стоимость проектов в ценах 2013 г. без учета НДС составляет 64138,01 тыс. руб. Таблица 10.2 – Финансовые потребности в реализацию проектов по развитию системы теплоснабжения части тепловых сетей (тыс. руб. без учетом НДС в ценах 2013 г.)

Наименование проекта	Период реализации проекта	Стоимость мероприятия в ценах 2013 г., с НДС, тыс. руб.
1. Подключение перспективной нагрузка г.п. Чамзинка: жилого 60 квартирного дома по ул. Терешковой, 9а; жилого 60 квартирного дома по ул. Горячкина 9.	2014-2018 г.г.	1729,08
2. Реконструкция тепловых сетей с оптимизацией диаметров трубопроводов	2015-2023 г.г.	21273,23
3. Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	2015-2026 г.г.	24203,50
4. Реконструкция сети ГВС в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	2015-2026 г.г.	16932,20
<b>Итого</b>		<b>64138,01</b>

Таблица 10.3 – Стоимость проектов развития схемы теплоснабжения, тыс. руб. без НДС

Наименования источника финансирования	Источники (котельные)		Тепловые сети	
	для существующей нагрузки	для перспективной	для существующей нагрузки	для перспективной
1. Надбавка к тарифу			21273,23	
2. Плата за подключение		3076,0		1729,08
3. Амортизационные отчисления			41135,7	
4. Ремонтный фонд в тарифе				

## **11 Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации**

### **11.1 Общие положения**

Понятие «Единая теплоснабжающая организация» введено Федеральным законом от 27.07.2012 г. №190 «О теплоснабжении» (ст.2, ст.15).

В соответствии со ст.2 ФЗ-190 единая теплоснабжающая организация определяется в схеме теплоснабжения. Для городов с численностью населения пятьсот тысяч человек и более единая теплоснабжающая организация утверждается уполномоченным федеральным органом власти (Министерство энергетики РФ).

В соответствии с пунктом 4 постановления Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» в схеме теплоснабжения должен быть разработан раздел, содержащий обоснования решения по определению единой теплоснабжающей организации, который должен содержать обоснование соответствия предлагаемой к определению в качестве единой теплоснабжающей организации критериям единой теплоснабжающей организации, установленным в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации (пункт 40 ПП РФ № 154 от 22.02.2012).

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации».

Правила организации теплоснабжения, утверждённые постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808, в пункте 7 Правил устанавливают следующие критерии определения единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО):

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Рабочая тепловая мощность в соответствии с ПП РФ №808 - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы.

Емкость тепловых сетей в соответствии с тем же постановлением -произведение протяженности всех тепловых сетей, принадлежащих организации на праве собственности или ином законном основании, на средневзвешенную площадь поперечного сечения данных тепловых сетей.

В соответствии с указанными пунктами постановлений Правительства РФ в схеме теплоснабжения разрабатываются:

- реестр зон действия всех существующих (на базовый период разработки схемы теплоснабжения) изолированных (технологически не связанных) систем теплоснабжения, действующих в административных границах поселения, городского округа;
- реестр зон действия перспективных изолированных систем теплоснабжения, образованных на базе действующих и перспективных (предлагаемых к строительству) источников тепловой энергии;
- реестр зон деятельности для выбора единых теплоснабжающих организаций, определённых в каждой существующей изолированной зоне действия в системе теплоснабжения.

## **11.2 Определение существующих изолированных зон действия теплоисточников в системе теплоснабжения г.п. Чамзинка**

В схеме теплоснабжения установлены следующие зоны действия изолированных систем теплоснабжения (см. раздел «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»).

Тепловые сети в рассматриваемых зонах деятельности на территории предприятий находятся в собственности соответствующих организаций; по г.п. Чамзинка в хозяйственном ведении ООО «ТЭС». Перспективные зоны деятельности котельных №1 и №2 сохраняются до 2028 года в основном в границах, действующих на 01.01.2013 г.

## **11.3 Выводы**

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на присвоение статуса ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности.

Решение о присвоении организации статуса ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает для поселений, городских округов с численностью населения пятьсот тысяч человек и более, в соответствии с ч.2 ст.4 Федерального закона №190 «О теплоснабжении» и п.3. Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г., федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (Министерство энергетики Российской Федерации).

Обязанности ЕТО установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (п. 12 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных указанным постановлением). В соответствии с приведенным документом ЕТО обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 Правил организации теплоснабжения могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

## **12 Воздействие на окружающую среду**

### **12.1 Анализ воздействия энергоисточников на воздушный бассейн (существующее положение)**

#### **12.1.1 Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере**

Г.п. Чамзинка расположен в лесостепных ландшафтах эрозионно-денудационной равнины в верховье реки Нуи. Чамзинка - узел автодорог Саранск - Ульяновск, Саранск - Дубенки, Чамзинка - Большие Березники, Чамзинка - Атяшево-Ардатов. Автомагистраль республиканского значения Саранск - Ульяновск проходит к югу от поселка. Через него проходит однопутная железнодорожная линия Красный Узел - Канаш. Чамзинский район географически расположен в центре восточной части Республики Мордовия. Территория района составляет 1009,5 км<sup>2</sup>. Чамзинский район самый возвышенный в Мордовии. Здесь находится самая высокая точка в республике, расположена она в районе села Большое Маресево и равна 324 м над уровнем моря. Чуть ниже – Лысая гора, откуда пошел цементный завод.

Чамзинский район граничит на северо-востоке с Атяшевским, востоке – Дубёньским, юге – Большеберезниковским и немного Лямбирским, западе – Ромодановским и северо-западе – Ичалковским районами.

Г.п. Чамзинка находится в 50 километрах от столицы Республики Мордовия – города Саранска.

Климат п.г.т. Чамзинка умеренно континентальный, с теплым летом и умеренно суровой зимой. Среднегодовая температура воздуха изменяется от +3,5 °С до +4,0 °С. Средняя температура самого холодного месяца (января) изменяется в пределах от –11,5 °С до –12,3 °С, отмечаются понижения температуры до – 47 °С. Средняя температура самого теплого месяца (июля) от +18,9 °С до +19,8 °С, максимальная +37 °С.

Абсолютный максимум температур составляет +39°С, абсолютный минимум – 44 °С. Отрицательные температуры наблюдаются в течение пяти месяцев. Температура воздуха наиболее холодной пятидневки – 30°С, температура воздуха наиболее холодных суток –34 °С.

Максимальная из средних скоростей ветра зафиксирована по южному румбу в январе, и достигает 6,9 м/сек, минимальная – зафиксирована по северному румбу в июле и составляет 0 м/сек.

Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха 8 °С или менее составляет 5,8 м/сек.

#### **12.1.2 Качество атмосферного воздуха Чамзинского района**

Приоритетным фактором состояния среды по степени влияния на здоровье человека является загрязнение атмосферного воздуха.

Так как основным видом деятельности поселения является сельское хозяйство с развитой перерабатывающей промышленностью, то загрязнение атмосферного воздуха связано, большей частью, именно с этой отраслью.

Загрязняющими веществами атмосферного воздуха на территории поселения являются: взвешенные вещества, диоксид азота, оксид углерода, формальдегид, свинец, оксид серы, углеводороды, сажа.

Основными источниками вредных выбросов в атмосферу являются также объекты теплоснабжения, транспортной инфраструктуры и производственные объекты. Чамзинский район по массе выбросов от стационарных источников занимает второе место в республике, уступая только г. Саранску. Твердых ингредиентов на его территории выбрасывается более 70 % от общего объема в Мордовии. Основными загрязнителями атмосферного воздуха являются: ОАО «Мордовцемент», птицефабрика «Комсомольская», Комсомольские электрические сети, автоколонна 1384, ОАО «Лато». В 1999 г. в выбросах в атмосферу преобладали пыль неорганическая (16,658 тыс. т), окислы азота (2,685 тыс. т), диоксид серы (0,594 тыс. т). Среди веществ, относящихся к 1-му классу опасности, в выбросах присутствовали: свинец (0,004 т), хром и его неорганические соединения (0,002 т). В 1999 г. по сравнению с 1995 г. выбросы увеличились на 4,149 тыс. т, что

обусловлено в основном увеличением выбросов пыли неорганической (на 5,849 тыс. т), диоксида серы (на 1,314 тыс. т), окислов азота (на 0,634 тыс. т). Такое увеличение вызвано наращиванием производства, преимущественно на ОАО «Мордовцемент». Однако в рассматриваемый период замечено и уменьшение выбросов: с 1995 по 1996 г. и с 1997 по 1998 г. выбросы уменьшились соответственно на 2,411 и 8,960 тыс. т, что вызвано в основном уменьшением выбросов пыли неорганической, диоксида серы и окислов азота. Такое снижение вызвано спадом производства в указанные периоды.

По веществам 1-го класса опасности наблюдается тенденция снижения выбросов свинца (на 0,009 т). Наибольшее его количество было выброшено в 1998 г. - 0,017 т. Произошло также уменьшение выбросов оксида ванадия. Общее уменьшение выбросов связано с проведением ряда природоохранных мероприятий, где приоритетом является перевод котельных и асфальтобетонных заводов на газообразное топливо.

### 12.1.3 Краткая характеристика районов размещения основных источников теплоснабжения

Основными источниками теплоснабжения являются котельные ООО «ТЭС». Все котельные п.г.т. Чамзинка работают на газе. Характеристика оборудования источников системы теплоснабжения п.г.т. Чамзинка приведены в табл. 12.1.

Таблица 12.1 – Характеристики основного оборудования централизованных источников теплоснабжения с указанием типов котлоагрегатов.

Ведомственная принадлежность,	Наименование котельной, адрес,	Тип котельной	Марка котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/час
ООО "Теплоэнергосервис"	Котельная №1	отопительная	КВа-0,75	2011г.	8,00
			КВа-0,75	2011г.	
			КВа-0,75	2011г.	
			КВа-0,75	2011г.	
			КВа-0,75	2011г.	
			КВа-0,75	2011г.	
			КВа-0,75	2011г.	
			КВа-0,75	2011г.	
			КВа-0,75	2011г.	
			КВа-0,25	2011г.	
			КВа-0,25	2011г.	
			КВа-0,25	2011г.	
ООО "Теплоэнергосервис"	Котельная №2	отопительная	КВа-0,75	2011г.	3,75
			КВа-0,75	2011г.	
			КВа-0,75	2011г.	
			КВа-0,75	2011г.	
			КВа-0,75	2011г.	
ООО "Теплоэнергосервис"	Котельная по ул.Большая 2а	отопительная	КСМ-12М	2011г.	0,17
			КСМ-12М	2011г.	
ООО "Теплоэнергосервис"	Котельная по ул.Большая 12	отопительная	КЧМ-2М-5	2007г.	0,17
			КЧМ-2М-5	2007г.	
ООО "Теплоэнергосервис"	Котельная по ул.Мира, 3	отопительная	Хопер-50	2007г.	0,13
			КЧМ-2М-5	2007г.	
ООО "Теплоэнергосервис"	Котельная по ул.Мира, 7	отопительная	Хопер-50	2007г.	0,09
			Хопер-50	2007г.	

В соответствии с п. 2.1. «Инструкции по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных» РД 153-34.0-02.303-98 нормированию подлежат выбросы загрязняющих веществ, содержащиеся в дымовых газах: диоксид азота; оксид азота; диоксид серы; зола твердого топлива; оксид углерода; мазутная зола.



## **Приложение 1**