



Городской округ Фрязино Московской области

Утверждена  
Распоряжением Министерства  
энергетики Московской области  
от «\_\_\_» 202\_\_ г. №\_\_\_

**Схема теплоснабжения  
городского округа Фрязино Московской области  
на период с 2024 до 2043 года  
(Актуализация 2026)**

**Том 1. Обосновывающие материалы (книга 1)**

Сведений, составляющих государственную тайну в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 30.11.1995 г. № 1203 «Об утверждении перечня сведений, отнесенных к государственной тайне», не содержится.

Глава городского округа Фрязино



Д.Р. Воробьев

(подпись, печать)

Разработчик: ООО «ЭнергоИнжиниринг»  
Юр. адрес: 115230, г. Москва, Хлебозаводский проезд, д. 7, стр. 9, пом. XVI, ком. 2  
Факт. адрес: 111024, г. Москва, Андроновское шоссе, д. 26, стр. 5

Генеральный директор  
ООО «ЭнергоИнжиниринг»



Москва  
2025 г.



141195, г. Фрязино, ул. Полевая, д.11а, тел/факс: 8/496/564-09-01, e-mail: [teploset@bk.ru](mailto:teploset@bk.ru),  
ОГРН 1105050008194, ИНН 5052021890 /КПП 505001001, официальный сайт: [teplosetf.ru](http://teplosetf.ru)

26.06.2028 № 01-02/1771

Заместителю главы городского  
округа Фрязино  
В.В. Оганезовой

О согласовании схемы теплоснабжения

Уважаемая Виктория Викторовна!

АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО», являющаяся единой теплоснабжающей организацией городского округа Фрязино Московской области, рассмотрела проект «Схема теплоснабжения городского округа Фрязино Московской области на период с 2024 до 2043 года» (Актуализация 2026), разработчик ООО «ЭнергоИнжиниринг».

Замечания по рассмотренному проекту отсутствуют.  
АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» согласовывает указанный проект «Схема теплоснабжения городского округа Фрязино Московской области на период с 2024 до 2043 года» (Актуализация 2026).

Генеральный директор

Н.С. Танасийчук

## **СОДЕРЖАНИЕ**

Введение .....	14
Книга 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения" .....	16
Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения .....	16
1.1.1 Описание административного состава поселения, городского округа с указанием на единой ситуационной карте границ и наименований территорий, входящих в состав. Численный состав населения по территориям и элементам территориального (кадастрового) деления .....	16
1.1.2 Перечень лиц, владеющих на праве собственности или другом законном основании объектами централизованной системы теплоснабжения, с указанием объектов, принадлежащим этим лицам .....	17
1.1.3 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними. Схема городского округа с указанием зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	19
1.1.4 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения поселения, городского округа за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, по каждой зоне деятельности ЕТО .....	22
Часть 2. Источники тепловой энергии .....	23
1.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования.....	23
1.2.2 Описание валовых и максимальных разовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на каждом источнике тепловой энергии(мощности), включая двуокись серы, окись углерода, оксиды азота, бенз(а)пирен, мазутную золу в пересчете на ванадий, твердые частицы.....	26
1.2.3 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки .....	27
1.2.4 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности по городскому округу в целом и по каждой системе отдельно.....	27
1.2.5 Затраты тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто в целом и по каждой системе отдельно .....	28
1.2.6 Срок ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса .....	29
1.2.7 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии) .....	29
1.2.8 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха .....	30
1.2.9 Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой энергии.....	31
1.2.10 Способы учёта тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети .....	31

1.2.11 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	33
1.2.12 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии .....	33
1.2.13 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения.....	33
1.2.14 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	33
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.....	34
1.3.1 Структура тепловых сетей .....	34
1.3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме.....	37
1.3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключённой тепловой нагрузки .....	42
1.3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях .....	78
1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.....	78
1.3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	79
1.3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	
1.3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики .....	86
1.3.9 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет .....	98
1.3.10 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей	
1.3.11 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	99
1.3.12 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей .....	100
	103

1.3.13	Значения утвержденных нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчёт отпущеных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	103
1.3.14	Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года .....	104
1.3.15	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	105
1.3.16	Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	105
1.3.17	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущеной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	108
1.3.18	Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	109
1.3.19	Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций .....	111
1.3.20	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления .....	111
1.3.21	Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	111
1.3.22	Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).....	115
1.3.23	Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	
	115	
	Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	116
	Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	121
1.5.1	Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	121
1.5.2	Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии .....	121
1.5.3	Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	
	121	
1.5.4	Объем потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом .....	123
1.5.5	Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	123
1.5.6	Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии .....	126

1.5.7	Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	126
	Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	127
1.6.1	Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.....	127
1.6.2	Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии .....	129
1.6.3	Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю.....	129
1.6.4	Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения .....	130
1.6.5	Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности ...	131
1.6.6	Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки, а также величина средневзвешенной плотности тепловой нагрузки, каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	131
	Часть 7. Балансы теплоносителя.....	133
1.7.1	Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.....	133
1.7.2	Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения .....	136
1.7.3	Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	136
	Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом .....	137
1.8.1	Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии .....	137

1.8.2	Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями .....	137
1.8.3	Описание характеристик и объемов сжигаемых видов топлив на каждом объекте теплоснабжения .....	138
1.8.4	Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки .....	138
1.8.5	Описание использования местных видов топлива .....	142
1.8.6	Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения.....	142
1.8.7	Описание преобладающего в городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем городском округе .....	142
1.8.8	Описание приоритетного направления развития топливного баланса городского округа .....	142
1.8.9	Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	142
	<b>Часть 9. Надёжность теплоснабжения .....</b>	<b>143</b>
1.9.1	Категория надежности котельных по отпуску тепловой энергии потребителям.	143
1.9.2	Техническое состояния резервирования источников тепловой энергии в части электроснабжения, водоснабжения и топливоснабжения .....	147
1.9.3	Значения потока отказов (частоты отказов) участков тепловых сетей .....	147
1.9.4	Частота отключения потребителей .....	147
1.9.5	Значения потока (частоты) и времени восстановления теплоснабжения потребителей после отключений.....	147
1.9.6	Определение возможных сценариев возникновения и развития аварий, конкретизации технических средств и действий производственного персонала и спецподразделений по локализации аварий.....	147
1.9.7	Карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения .....	149
1.9.8	Результат анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении .....	149
1.9.9	Результат анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....	150
1.9.10	Обеспеченность бесперебойного удовлетворенности потребностей населения при ликвидации аварийной ситуации с учетом групп потребителей .....	150
1.9.11	Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства,	

реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	151
1.9.12 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении .....	151
1.9.13 Предложения по системе мер, обеспечивающих повышение до уровня надежного для малонадежных и ненадежных систем теплоснабжения, по источникам теплоснабжения, тепловым сетям и по теплоснабжающим (теплосетевым организациям) .....	151
Часть 10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	152
1.10.1 Описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.....	152
1.10.2 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	162
Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения .....	163
1.11.1 Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3-х лет .....	163
1.11.2 Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения .....	163
1.11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения .....	167
1.11.4 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	168
1.11.5 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	169
Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа.....	170
1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества и надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) .....	170

1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения городского округа (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	171
1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения .....	173
1.12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения .....	173
1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения .....	173
1.12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	174

## **СПИСОК РИСУНКОВ**

Рисунок 1.1 – Карта (схема) границ территории г.о. Фрязино .....	17
Рисунок 1.2 – Зоны эксплуатационной ответственности АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» на территории г.о. Фрязино в части централизованного теплоснабжения .....	21
Рисунок 1.3 – Общий вид на карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии г.о. Фрязино.....	38
Рисунок 1.4 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источника тепловой энергии - Котельная №11 .....	39
Рисунок 1.5 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии - Котельная №7, Котельная №13 .....	40
Рисунок 1.6 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источника тепловой энергии - Котельная №14 .....	41
Рисунок 1.7 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источника тепловой энергии - Котельная №15 .....	42
Рисунок 1.8 – Температурный график от Котельной №11 .....	82
Рисунок 1.9 – Температурный график от Котельной №13 .....	83
Рисунок 1.10 – Температурный график от Котельной №14 .....	84
Рисунок 1.11 – Температурный график от Котельной №15 .....	85
Рисунок 1.12 – Температурный график от Котельной №7 .....	86
Рисунок 1.13 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №11 – Окружной проезд, 10 .....	88
Рисунок 1.14 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №11 – Окружной проезд, 10 .....	89
Рисунок 1.15 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №13 – ул. Ленина, 33 .....	90
Рисунок 1.16 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №13 – ул. Ленина, 33 .....	91
Рисунок 1.17 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №14 – ИТП Жилой дом (ул. Октябрьская, 7) .....	92
Рисунок 1.18 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №14 – ИТП Жилой дом (ул. Октябрьская, 7).....	93
Рисунок 1.19 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №15 – ул. Полевая, 15 .....	94
Рисунок 1.20 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №15 – ул. Полевая, 15 .....	95
Рисунок 1.21 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №7 – ул. Ленина, 47 .....	96
Рисунок 1.22 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №7 – ул. Ленина, 47 .....	97
Рисунок 1.23 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и элеваторным присоединением отопления.....	107
Рисунок 1.24 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением отопления.....	107
Рисунок 1.25 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением отопления.	107
Рисунок 1.26 – Схема ЦТП с подогревателем ГВС .....	108

Рисунок 1.27 – Зоны действия источников тепловой энергии на территории г.о. Фрязино ....	116
Рисунок 1.28 - Зона действия Котельной №11.....	117
Рисунок 1.29 – Зона действия Котельной №13 .....	118
Рисунок 1.30 – Зона действия Котельной №14 .....	118
Рисунок 1.31 – Зона действия Котельной №15 .....	119
Рисунок 1.32 – Зона действия Котельной №7 .....	120
Рисунок 1.33 – Нормативы потребления коммунальных услуг населением (Распоряжение №61-РВ, стр. 1 из 2).....	124
Рисунок 1.34 – Нормативы потребления коммунальных услуг населением (Распоряжение №61-РВ, стр. 2 из 2).....	125
Рисунок 1.35 – Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению .....	126
Рисунок 1.36 – Паспорт качества газа, поставляемого ООО «Газпром трансгаз Москва», за октябрь 2023 года .....	140
Рисунок 1.37 – Паспорт качества газа, поставляемого ООО «Газпром трансгаз Москва», за октябрь 2023 года .....	141
Рисунок 1.38 – Схема оповещения при возникновении аварийной ситуации в любое время суток .....	149

## **СПИСОК ТАБЛИЦ**

Таблица 1.1 – Организации, занятые в сфере централизованного теплоснабжения.....	18
Таблица 1.2 – Перечень источников тепловой энергии, осуществляющих централизованное теплоснабжение, по состоянию на 01.01.2024 г .....	18
Таблица 1.3 – Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций на территории г.о. Фрязино .....	20
Таблица 1.4 – Перечень основного оборудования котельных г.о. Фрязино .....	25
Таблица 1.5 – Технические характеристики дымовых труб котельных г.о. Фрязино .....	25
Таблица 1.6 – Сведения о выбросах загрязняющих веществ в атмосферный воздух за 2024 год от котельных АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО».....	26
Таблица 1.7 – Параметры установленной, располагаемой и ограничения тепловой мощности источников тепла .....	27
Таблица 1.8 – Параметры ограничения и располагаемой тепловой мощности источников тепла. ....	28
Таблица 1.9 – Объемы потребления тепловой энергии на собственные нужды .....	28
Таблица 1.10 – Срок ввода в эксплуатацию котельного оборудования источников тепловой энергии г.о. Фрязино.....	29
Таблица 1.11 – Утвержденные температурные графики .....	31
Таблица 1.12 – Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой энергии .....	31
Таблица 1.13 - Приборы учета тепловой энергии.....	32
Таблица 1.14 – Общая структура тепловых сетей от источников тепловой энергии. ....	35
Таблица 1.15 – Сводные данные по ЦТП АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО». ....	35
Таблица 1.16 – Протяженность трубопроводов от Котельной №7 .....	76
Таблица 1.17 – Характеристики тепловых сетей .....	98
Таблица 1.18 – Статистика инцидентов, произошедших на тепловых сетях АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО».....	99
Таблица 1.19 – Допустимое снижение подачи тепловой энергии .....	99
Таблица 1.20 – Нормативное время полного восстановления теплоснабжения при отказах на тепловых сетях .....	100
Таблица 1.21 – Среднее время восстановления .....	100
Таблица 1.22 – Нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии .....	104
Таблица 1.23 – Фактические тепловые потери в тепловых сетях по источникам тепловой энергии АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО».....	105
Таблица 1.24 – Сведения о наличии коммерческого учета тепловой энергии.....	108
Таблица 1.25 – Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей на территории г.о. Фрязино. ....	113
Таблица 1.26 – Значение спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления .....	121
Таблица 1.27 – Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии за 2024 год .....	121
Таблица 1.28 – Объем потребления тепловой энергии по элементам территориального деления городского округа Фрязино .....	123
Таблица 1.29 – Тепловой баланс мощности теплоисточников г.о. Фрязино .....	128
Таблица 1.30 - Структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии .....	129

Таблица 1.31 – Возможность расширения технологических зон действия источников тепловой энергии г.о. Фрязино.....	131
Таблица 1.32 – Сравнение балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки за 2023 год и 2024 год.....	132
Таблица 1.33 – Баланс теплоносителя и подпитки тепловой сети.....	135
Таблица 1.34 – виды используемого топлива на источниках тепловой энергии городского округа .....	137
Таблица 1.35 – Количество основного топлива, потребленного на источниках тепловой энергии .....	137
Таблица 1.36 – Длительность периода формирования объема ННЗТ .....	138
Таблица 1.37 – Неснижаемый нормативный запас резервного топлива .....	138
Таблица 1.38 – Показатели надежности системы теплоснабжения г.о. Фрязино .....	146
Таблица 1.39 - Основные результаты хозяйственной деятельности АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» .....	158
Таблица 1.40 – Динамика утвержденных тарифов, организаций, занятых в сфере теплоснабжения .....	163
Таблица 1.41 - Структура затрат, участвующих в формировании тарифа на тепловую энергию	164
Таблица 1.42 - Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Теплосеть Фрязино» на территории г.о. Фрязино на 2025 год.....	167

## **Введение**

### **Общие положения разработки схемы теплоснабжения**

Работа «Схема теплоснабжения городского округа Фрязино Московской области на период с 2024 до 2043 года (Актуализация на 2025 год)» – документ, содержащий материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития и повышения энергетической эффективности.

Схема теплоснабжения является основным предпроектным документом по развитию теплового хозяйства городского поселения. Разработка (актуализация) схем теплоснабжения представляет собой комплексную проблему, от правильного решения которой во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на прогнозировании развития поселения, в первую очередь его градостроительной деятельности, определённой генеральным планом.

Целью разработки (актуализации) схем теплоснабжения является:

- Улучшение качества жизни и охраны здоровья населения путём обеспечения бесперебойного и качественного теплоснабжения.
- Повышение энергетической эффективности систем теплоснабжения путём оптимизации процессов производства, транспорта и распределения в системах генерации и транспорта тепловой энергии.
- Снижение негативного воздействия на окружающую среду.
- Повышение доступности централизованного теплоснабжения для потребителей за счёт повышения эффективности деятельности организаций, осуществляющих производство, транспорт и распределение тепловой энергии.
- Обеспечение развития централизованных систем теплоснабжения путём развития эффективных форм управления этими системами, привлечения инвестиций и развития кадрового потенциала организаций, осуществляющих производство, транспорт и сбыт тепловой энергии и теплоносителя.

Актуализация схемы теплоснабжения городского округа проводится на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей с учетом перспективного развития на срок до 2043 года. При актуализации схемы теплоснабжения г.о. Фрязино, так же использовались результаты проведенных на объектах теплоснабжения энергетических обследований, режимно-наладочных работ, регламентных испытаний, разработки энергетических характеристик, данные отраслевой статистической отчетности.

Основанием для разработки схемы теплоснабжения г.о. Фрязино на период до 2043 года является:

- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации и Министерства регионального развития Российской Федерации от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения».
- Федеральный закон от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации».
- Федеральный закон от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» в части внесения изменений в закон «О теплоснабжении».
- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».

тической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

- Постановление Правительства Российской Федерации от 16.05.2014 № 452 «Правила определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений».
- Закон Московской области от 24.07.2014 № 106/2014-ОЗ «О перераспределении полномочий между органами местного самоуправления и органами государственной власти Московской области».
- Приказ Министерства экономического развития Российской Федерации от 09.01.2018 № 10 «Об утверждении требований к описанию и отображению в документах территориального планирования объектов федерального значения, объектов регионального значения, объектов местного значения и о признании утратившим силу Приказа Минэкономразвития России 07.12.2016 № 793.
- Генеральный план городского округа Фрязино, утвержденный Решением Совета депутатов городского округа Фрязино № 413/71 от 12.12.2023 г. «О внесении изменений в генеральный план городского округа Фрязино Московской области».
- Схема теплоснабжения городского округа Фрязино Московской области на период с 2022 по 2035 года, утвержденная Распоряжением Министерства энергетики Московской области от 24.08.2023 № 109-Р.

### **Техническая база**

Технической базой для разработки схемы теплоснабжения г.о. Фрязино являются:

- Генеральный план г.о. Фрязино;
- Проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям;
- Эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);
- Материалы проведения периодических испытаний тепловых сетей по определению тепловых потерь и гидравлических характеристик;
- Конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
- Данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, электроэнергии и воды;
- Документы по хозяйственной и финансовой деятельности (действующие нормы и нормативы, тарифы и их составляющие, лимиты потребления, договоры на поставку топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), данные потребления на собственные нужды, потерям ТЭР и т.д.);
- Статистическая отчетность организации о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении.

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

## **Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения**

### **1.1.1 Описание административного состава поселения, городского округа с указанием на единой ситуационной карте границ и наименований территорий, входящих в состав. Численный состав населения по территориям и элементам территориального (кадастрового) деления**

Муниципальное образование - городской округ Фрязино (далее – г.о. Фрязино), расположено на северо-востоке Московской области, в 25 км от Москвы.

Внешние связи г.о. Фрязино осуществляются по территориальной автодороге первого класса - Фрязиновскому шоссе в направлении юго-запад – северо-восток и по железнодорожной ветке Мытищи – Болшево – Фрязино Ярославского направления Московской железной дороги.

Статусом городского округа муниципальное образование "город Фрязино Московской области" было наделено в 2005 году. Согласно закона Московской области от 09.02.2005 года, №38/2005 – ОЗ «О статусе и границах городского округа Фрязино», в границу округа Фрязино входят – город Фрязино и деревня Чижово. Г.о. Фрязино со всех сторон окружён территорией г.о. Щёлково.

Административным центром г.о. является г. Фрязино.

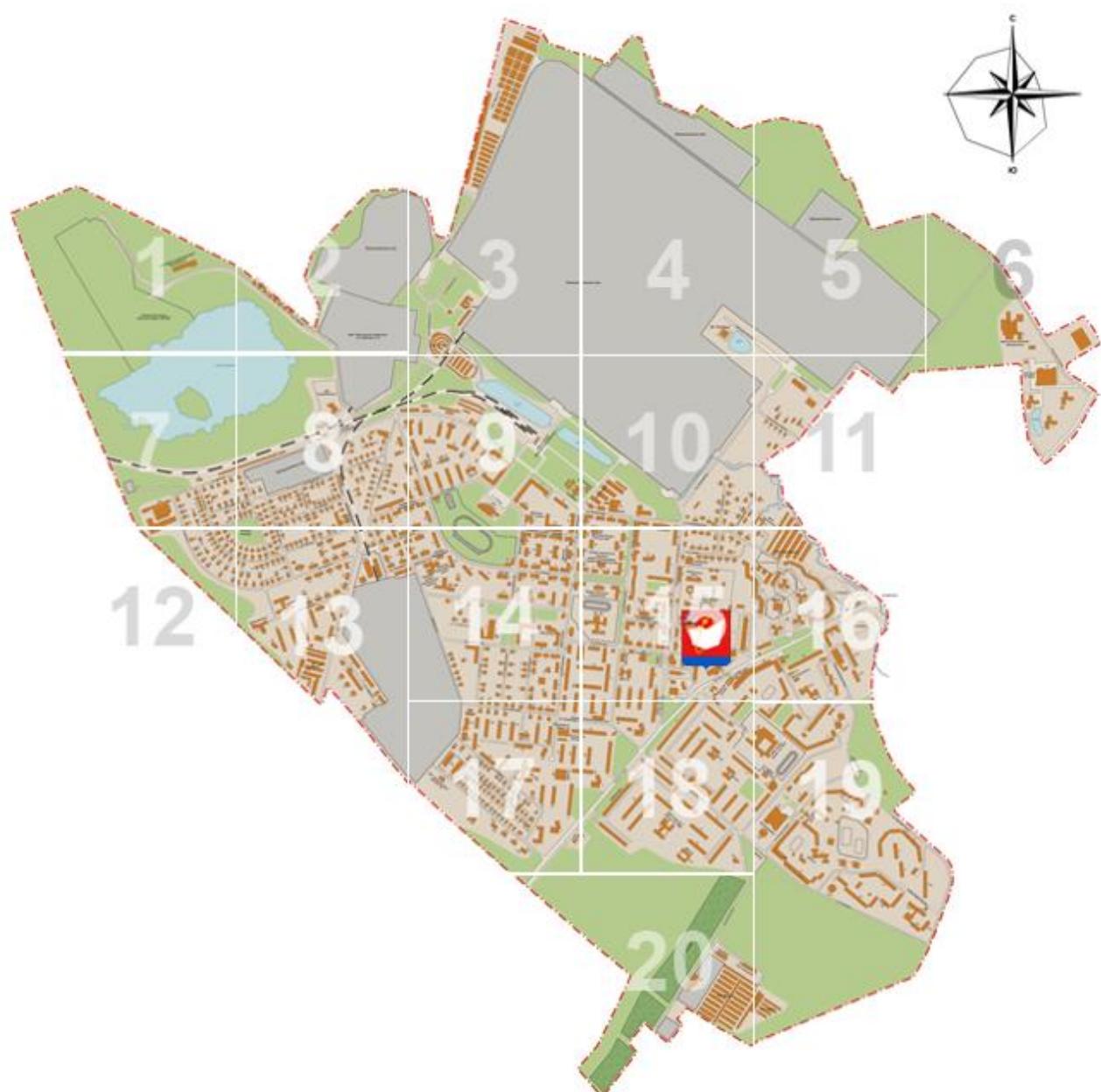
Город Фрязино расположен по обеим сторонам небольшой речки Любосеевки на месте старинных деревень Фрязино и Чижово.

Территория г.о. Фрязино делится на планировочные районы. Границы планировочных районов отображены на рисунке ниже:

Численность населения г.о. Фрязино составляет 58 677 чел, в том числе: г. Фрязино – 58 661 чел., д. Чижово – 16 чел.

Внешние связи г.о. Фрязино осуществляются по территориальной автодороге первого класса - Фрязиновскому шоссе в направлении юго-запад – северо-восток и по железнодорожной ветке Мытищи – Болшево – Фрязино Ярославского направления Московской железной дороги.

Карта (схема) границ территории г.о. Фрязино приведена на рисунке 1.1.



**Рисунок 1.1 – Карта (схема) границ территории г.о. Фрязино**

**1.1.2 Перечень лиц, владеющих на праве собственности или другом законном основании объектами централизованной системы теплоснабжения, с указанием объектов, принадлежащим этим лицам**

В административных границах г.о. Фрязино деятельность по производству, распределению и передаче тепловой энергии осуществляет АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО».

АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» является единой теплоснабжающей организацией г.о. Фрязино Московской области на основании Постановления Главы г.о. Фрязино №549 от 12.08.2022г.

Деятельность Предприятия состоит в производстве и передаче тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения зданий жилищного фонда, социально-общественных и бытовых зданий г.о. Фрязино. Основная задача АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» - надежное и качественное теплоснабжение потребителей.

АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» является собственником имущественного комплекса котельных, тепловых пунктов и инженерных сетей, обеспечивающего теплоснабжение г.о. Фрязино.

Для обеспечения эксплуатации и ремонта теплоэнергетического оборудования, техники и механизмов, наладки и контроля над режимами функционирования тепловой сети на предприятии созданы специальные службы и структурные подразделения.

Перечень теплоснабжающих организаций г.о. Фрязино представлен в таблице 1.1.

**Таблица 1.1 – Организации, занятые в сфере централизованного теплоснабжения**

№ п/п	Наименование организации	Адрес	Вид деятельности
1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	141195, г. Фрязино, ул. Полевая, д. 11а	Ресурсоснабжающая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей, выработка тепловой энергии, реализация тепловой энергии)

В организационную структуру АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» входят 7 котельных, в 2-х из которых отсутствуют тепловые сети, 14 центральных тепловых пунктов (ЦТП) и 2 индивидуальных тепловых пункта (ИТП). Суммарная тепловая производительность 5-ти котельных с наружными тепловыми сетями составляет 161,272 Гкал/ч, подключенная тепловая нагрузка – 164,501 Гкал/ч.

Общая протяженность трубопроводов тепловых сетей от Котельных №№7, 11,13,14,15 в однотрубном исчислении составляет около 100074,0 м. Протяженность тепловых сетей от Котельной №7 составляет 414,8 м в однотрубном исчислении. Суммарная протяженность тепловых сетей в г.о. Фрязино составляет 100488,8 м в однотрубном исчислении.

Перечень источников тепловой энергии, осуществляющих централизованное теплоснабжение, по состоянию на 01.01.2024 г. приведен в таблице 1.2.

**Таблица 1.2 – Перечень источников тепловой энергии, осуществляющих централизованное теплоснабжение, по состоянию на 01.01.2024 г**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Техническое обслуживание теплоисточника		Техническое обслуживание тепловых сетей	
		Собственник	Эксплуатирующая организация	Собственник	Эксплуатирующая организация
1	Котельная №11	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	1) Администрация г.о. Фрязино 2) АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»
2	Котельная №13	Администрация го Фрязино	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	1) Администрация г.о. Фрязино 2) АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»
3	Котельная №14	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	1) Администрация г.о. Фрязино 2) АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»
4	Котельная №15	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	1) Администрация г.о. Фрязино 2) АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»
5	Котельная №7	Администрация го Фрязино	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	Администрация г.о. Фрязино	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»

### **1.1.3 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними. Схема городского округа с указанием зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

В административных границах г.о. Фрязино деятельность по производству, распределению и передаче тепловой энергии осуществляет АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО».

Деятельность Предприятия состоит в производстве и передаче тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения зданий жилищного фонда, социально-общественных и бытовых зданий г.о. Фрязино. Основная задача АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» - надежное и качественное тепло-снабжение потребителей.

АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» является собственником имущественного комплекса котельных, тепловых пунктов и инженерных сетей, обеспечивающего теплоснабжение г.о. Фрязино.

Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними, расположенных в границах г.о. Фрязино приведен в таблице 1.3.

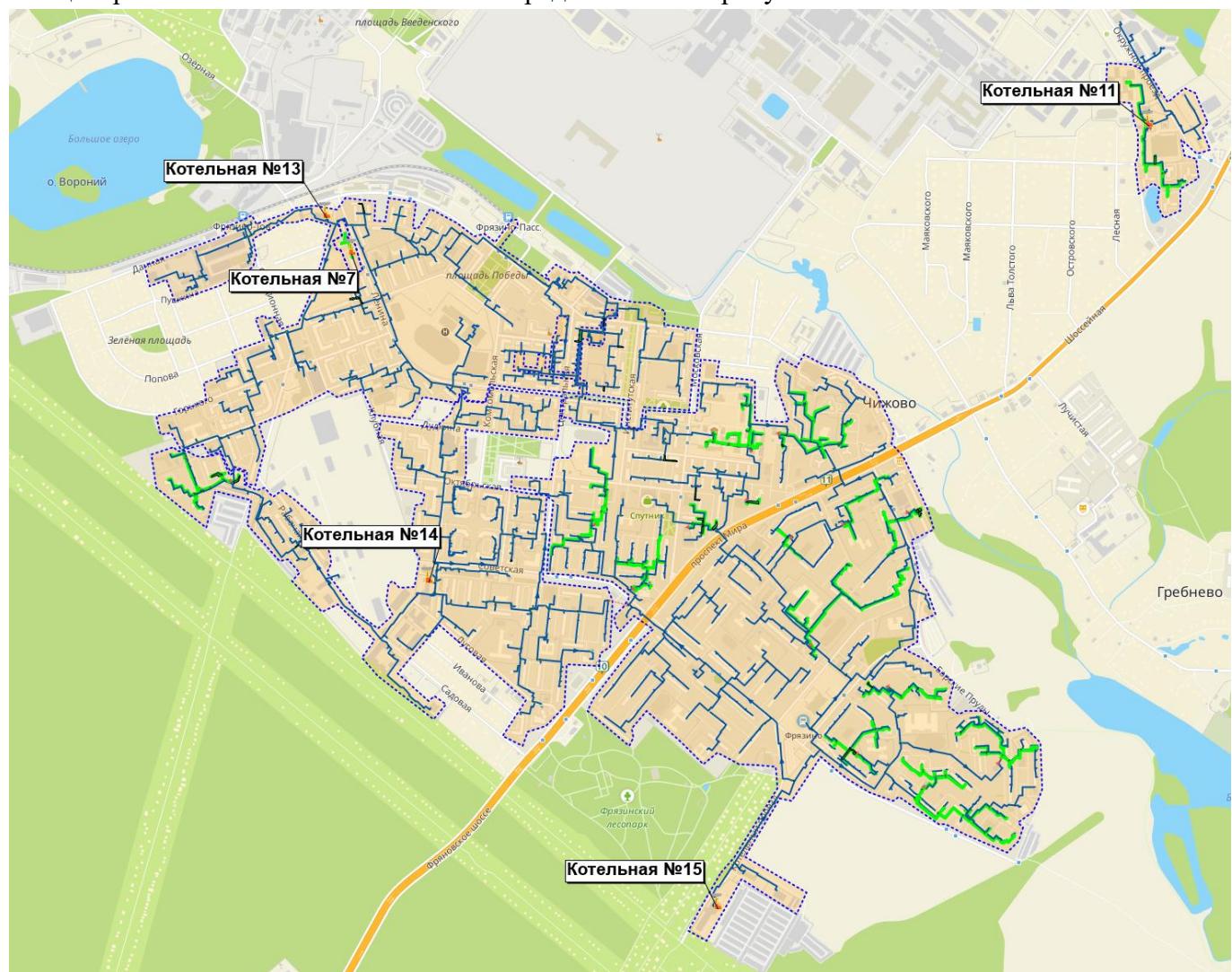
**Таблица 1.3 – Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций на территории г.о. Фрязино**

№ системы теплоснабжения	№ зоны ЕТО	Наименование теплоисточника	Адрес места нахождения источника тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/ч	Источник теплоснабжения		Тепловые сети	
					Собственник	Эксплуатирующая организация	Собственник	Эксплуатирующая организация
1	1	Котельная №11	г. Фрязино, пр-д Окружной, д. 10, стр. 2	5,182	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	1) Администрация г.о. Фрязино 2) АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»
2		Котельная №13	г. Фрязино, ул. Вокзальная, д. 45	30,400	Администрация го Фрязино	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	1) Администрация г.о. Фрязино 2) АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»
3		Котельная №14	г. Фрязино, ул. Советская, д. 21	34,400	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	1) Администрация г.о. Фрязино 2) АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»
4		Котельная №15	г. Фрязино, пр-д Котельный, д. 6, стр. 1	90,000	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	1) Администрация г.о. Фрязино 2) АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»
5		Котельная №7	г. Фрязино, ул. Ленина, д. 39	1,290	Администрация го Фрязино	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	Администрация г.о. Фрязино	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»

На территории городского округа в зоне эксплуатационной ответственности предприятия АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» находятся 5 источников централизованного теплоснабжения – котельные № 7,11,13,14,15 и 2 источника нецентрализованного теплоснабжения – котельные №9,10. Распределение тепловых потоков от источников до потребителей осуществляется по тепловым сетям, теплоносителем в которых служит горячая вода. Перемычки имеют тепловые сети между котельными: №13 и №14; №14 и №15. Перемычки при обычном режиме работы системы теплоснабжения перекрыты.

Тепловые сети котельных №№ 7,11, 14 и 15 функционируют круглогодично, тепловая сеть котельной №13 – только в отопительном периоде. В летний период потребители с нагрузкой по горячему водоснабжению от котельной №13 переключаются на котельную №14. В связи с чем, участки тепловых сетей от котельной №13 в летний период работают от котельной №14.

Зоны эксплуатационной ответственности теплоснабжающих организаций г.о. Фрязино в части централизованного теплоснабжения представлены на рисунке 1.2.



**Рисунок 1.2 – Зоны эксплуатационной ответственности АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» на территории г.о. Фрязино в части централизованного теплоснабжения**

**1.1.4 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения поселения, городского округа за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, по каждой зоне деятельности ЕТО**

При актуализации Схемы теплоснабжения, в части функциональной структуры теплоснабжения городского округа, изменений не зафиксировано.

## **Часть 2. Источники тепловой энергии**

### **1.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования**

В настоящее время на территории г.о. Фрязино, централизованное теплоснабжение, осуществляется от 5 источников тепловой энергии, эксплуатируемых АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»:

1. Котельная №11
2. Котельная №13
3. Котельная №14
4. Котельная №15
5. Котельная №7

**Котельная №11** – водогрейная котельная, обеспечивающая теплом и горячей водой жилые дома города, предприятия коммунального хозяйства и бытового обслуживания населения, бюджетные организации, прочих потребителей. Подключение системы отопления жилых домов и зданий осуществляется по зависимой схеме, подключение системы ГВС осуществляется через теплообменник по закрытой схеме. Наружные сети четырехтрубные и двухтрубные. Основное топливо газ. Газ подается на котельную с высоким давлением до 6 кгс/см<sup>2</sup>, снижение давления до рабочего 0,36 кгс/см<sup>2</sup> происходит в ГРУ. Режимно-наладочные испытания котла КВ-ГМ- 2,32 -115Н проводились в ноябре 2023 года. Пуско-наладочные испытания 2-х котлов «LOGANO SK 755» были проведены в ноябре 2022 года ООО «ТВЭЛ».

**Котельная №13** – водогрейная сезонная котельная, обеспечивающая теплом и горячей водой жилые дома города, предприятия коммунального хозяйства и бытового обслуживания населения, бюджетные организации, прочих потребителей только в отопительный период. Подключение системы отопления жилых домов и зданий осуществляется по зависимой схеме через элеваторные и автоматизированные узлы регулирования и независимые через ИТП, установленные в зданиях. Подключение системы ГВС осуществляется только по закрытой схеме через ИТП, установленные в зданиях жилых домов, оборудованные теплообменниками. Наружные сети двухтрубные. Основное топливо газ. Газ подается на котельную среднего давления до 3 кгс/см<sup>2</sup>, снижение давления до рабочего 200 мм вод.ст. происходит в ГРУ. В декабре 2022 года в котельной проведены режимно-наладочные испытания 3-х котлов ДКВР-10/13 по определению оптимальных тепловых режимов работы котлов, на основании чего составлен технический отчет ООО «Теплофикация». В октябре 2021 года были проведены режимно-наладочные испытания котла ДКВР-10/13 №4 и составлен отчет ООО «Теплофикация».

**Котельная №14** – водогрейная котельная, обеспечивающая теплом и горячей водой жилые дома города, предприятия коммунального хозяйства и бытового обслуживания населения, бюджетные организации, прочих потребителей. Подключение системы отопления жилых домов и зданий осуществляется по зависимой схеме через элеваторные и автоматизированные узлы регулирования и независимые через ИТП, установленные в зданиях. Подключение системы ГВС осуществляется по закрытой схеме через ИТП, установленные в зданиях жилых домов, оборудованные теплообменниками и ЦТП №17, а также по открытой схеме – непосредственно из тепловых сетей. Наружные сети двухтрубные, после ЦТП №17 четырехтрубные. Основное топливо газ. Газ подается на котельную среднего давления до 3 кгс/см<sup>2</sup>, снижение давления до рабочего 200 бар (0,408 кгс/см<sup>2</sup>) происходит в ГРУ. В апреле 2023 года проведены режимно-наладочные испытания котлов и составлены режимные карты.

**Котельная №15** – водогрейная котельная, обеспечивающая теплом и горячей водой жилые дома города, предприятия коммунального хозяйства и бытового обслуживания населения, бюд-

жетные организации, прочих потребителей. Подключение системы отопления жилых домов и зданий осуществляется по зависимой схеме через элеваторные и автоматизированные узлы регулирования и независимые через ИТП, установленные в зданиях. Подключение системы ГВС осуществляется по закрытой схеме через ИТП, установленные в зданиях жилых домов, оборудованные теплообменниками и ЦТП, а также по открытой схеме - непосредственно из тепловых сетей. Наружные сети двухтрубные, после ЦТП четырехтрубные. Основное топливо газ. Газ подается на котельную с высоким давлением до 6 кгс/см<sup>2</sup>, снижение давления до рабочего 0,35 кгс/см<sup>2</sup> происходит в ГРУ. Режимная наладка котла ПТВМ -30М №1 была проведена в ноябре 2021 года ООО «РТП», режимная наладка котла ПТВМ-30М №2 проведена в декабре 2023 года, режимная наладка котла ПТВМ-30М №3 проведена в декабре 2021 года ООО «РТП», на основании чего были составлены технические отчеты.

**Котельная №7** – водогрейная котельная, обеспечивающая теплом и горячей водой жилые дома по адресам: ул. Ленина д.39, ул. Ленина д.45, ул. Ленина д.47.

Перечень основного оборудования котельных г.о. Фрязино приведен в таблице 1.4.

Технические характеристики дымовых труб котельных г.о. Фрязино приведены в таблице 1.5.

**Таблица 1.4 – Перечень основного оборудования котельных г.о. Фрязино**

№ п/п	Наименование котельной	Наименование котла	Вид топлива	Год установки (кап. ремонта)	Срок службы, по состоянию на 01.01.2024 г.	Температурный график работы котельной, оС	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Удельный расход условного топлива на отпуск, кг у.т./Гкал	Тип ХВО	Тип автоматики регулирования	Тип деаэраторов
1	Котельная №11	LOGANO SK 755	газ	2022	3	95/70	1,591	5,182	157,50	Натрий-калионит. АКВАФЛОУ DC SP 62006	-
		LOGANO SK 755	газ	2022	3		1,591				-
		КВ-ГМ-2,32-115Н	газ	2009	16		2				R93A-PR.S.RU
2	Котельная №13	ДКВР-10-13-115ГМ	газ	1965 (2016)	60	130 (со срезкой на 115)/70	7,6	30,4	156,28	Натрий-калионит. фильтры	ЭЭАБ
		ДКВР-10-13-115ГМ	газ	1965 (2009)	60		7,6				
		ДКВР-10-13-115ГМ	газ	1965 (2013)	60		7,6				
		ДКВР-10-13-115ГМ	газ	1965(2021)	60		7,6				
3	Котельная №14	Термотехник ТТ 100-01	газ	2014	11	130 (со срезкой на 115)/70	8,6	34,4	156,32	Натрий-калионит. фильтры	ЭЭАБ
		Термотехник ТТ 100-01	газ	2014	11		8,6				
		Термотехник ТТ 100-01	газ	2014	11		8,6				
		Термотехник ТТ 100-01	газ	2014	11		8,6				
4	Котельная №15	ПТВМ-30М	газ	1982(2021)	43	130 (со срезкой на 115)/70	30	90	156,03	Натрий-калионит. фильтры	Электронно-электрическая типа "Контур"
		ПТВМ-30М	газ	1982(2020)	43		30				
		ПТВМ-30М	газ	1982(2021)	43		30				
5	Котельная №7	КВ-ГМ-0,75-115Н	газ	-	-	95/70	0,645	1,29	158,43	RN 835	-
		КВ-ГМ-0,75-115Н	газ	-	-		0,645				

**Таблица 1.5 – Технические характеристики дымовых труб котельных г.о. Фрязино**

№ п/п	Источник тепловой энергии	Описание	Высота ствола	Диаметр устья	Диаметр ствола
1	Котельная №7	Труба 1 металлическая труба в каркасе с креплением его к стене здания Труба 2 металлическая труба с креплением к стене здания металлическими хомутами	33,95 31,07	0,3м 0,35	0,3 м 0,35 м
2	Котельная №9	Две металлических трубы в кирпичном коробе с креплением к стене здания металлическими хомутами	15,3м	0,3м	0,3м
3	Котельная №10	Две металлические из нержавеющей стали с креплением к стене здания металлическими хомутами	4,0м	0,25м	0,25м
4	Котельная №11	ТРУБА №1-металлическая, установлена на металлической опорной плите, опирающейся на фундамент.	28,4 м	0,63м	0,63м
		ТРУБА №2-металлическая, установлена на металлической опорной плите, опирающейся на фундамент.	21,3м	0,53м	0,53м
5	Котельная №13	Металлическая, основанием служит кирпичный фундамент.	30,0 м	1,5м	1,5м
6	Котельная №14	Металлическая (четырехствольная) в общем каркасе. Основание железобетонный фундамент.	42,0м	0,92м	0,92м
7	Котельная №15	Кирпичная на железобетонном фундаменте.	60,0м	внутренний -3,0м наружный-4,02м	Цокольная часть-7,0м Верхняя часть-4,02м

**1.2.2 Описание валовых и максимальных разовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на каждом источнике тепловой энергии(мощности), включая двуокись серы, окись углерода, оксиды азота, бенз(а)пирен, мазутную золу в пересчете на ванадий, твердые частицы**

Сведения о выбросах загрязняющих веществ в атмосферный воздух за 2023 год от котельных АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» приведены в таблице 1.6.

**Таблица 1.6 – Сведения о выбросах загрязняющих веществ в атмосферный воздух за 2024 год от котельных АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»**

Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ за 2024г.		
		г/с	т/год	
<b>Котельная №7</b>				
Дымовая труба №1 -Котельная №7				
301	Азота диоксид (Двуокись азота)	0,0000032	0,112750	
304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,0000005	0,018322	
337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись, угарный газ)	0,0000192	0,581901	
703	Бенз/а/пирен	1.10E-09	0,000033	
Дымовая труба котла №2 – Котельная №7				
301	Азота диоксид (Двуокись азота)	0,0000542	0,216290	
304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,0000088	0,035147	
337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись, угарный газ)	0,0002243	0,581901	
703	Бенз/а/пирен	1,29E-08	0,000033	
<b>Котельная №9</b>				
Дымовая труба котла №1 -Котельная №9				
301	Азота диоксид (Двуокись азота)	0.013407	0.124654	
304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0.0021786	0.20256	
337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись, угарный газ)	0.0446316	0.417706	
703	Бенз/а/пирен	3.07E-9	3.17E-9	
<b>Котельная №10</b>				
Дымовая труба №1 -котельная №10				
301	Азота диоксид (Двуокись азота)	0.143	0.143	
304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0.143	0.143	
337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись, угарный газ)	0,434	0.434	
703	Бенз/а/пирен	0,0000	0,0000	
<b>Котельная № 11</b>				
Дымовая труба котельной 0007 - Котельная № 11				
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	0,0794106	0,72144	
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	0,0129042	0,117234	
337	Углерод оксид	0,117234	2,352223	
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	9.337E-8	9.337E-8	
Дымовая труба котельной 0008 – Котельная № 11				
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	0,0954971	0,429365	
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	0,0155183	0,069772	
337	Углерод оксид	0,2494792	1,375549	
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	9.527E-8	9.527E-8	
<b>Котельная № 13</b>				
Дымовая труба котельной 0001 - Котельная № 13				
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	1,5660881	19,68801	
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	0,2544893	3,199302	
337	Углерод оксид	2,9826367	41,899664	
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	0.0000	0.0000	
<b>Котельная № 14</b>				
Дымовая труба котельной 0009 - Котельная № 14				
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	0,5753674	3,8068	

Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ за 2024г.	
		г/с	т/год
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	0,0934972	0,618605
337	Углерод оксид	1,0731611	8,972987
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	0.001	0.001
	Дымовая труба котельной 0010 – Котельная № 14		
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	0,5798088	3,806805
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	0,0942189	0,618606
337	Углерод оксид	1,079646	8,972998
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	0.001	0.001
	Дымовая труба котельной 0011 – Котельная № 14		
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	0,5925275	3,806805
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	0,0962857	0,618606
337	Углерод оксид	1,0981472	8,972998
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	0.001	0.001
	Дымовая труба котельной 0012 – Котельная № 14		
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	0,5756284	3,806805
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	0,0935396	0,618606
337	Углерод оксид	1,0735426	8,972998
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	0.001	0.001
<b>Котельная № 15</b>			
	Дымовая труба котельной 0013 - Котельная № 15		
301	Азота диоксид (Азот (4) оксид)	10,5952935	137,731206
304	Азот (2) оксид (Азота оксид)	1,7217352	22,38132
337	Углерод оксид	12,7584744	189,101214
703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	0.0001012	0,001488

### 1.2.3 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом мощности, не реализуемой по техническим причинам. Параметры располагаемой тепловой мощности источников тепла и ограничения тепловой мощности определялись на основании предоставленных режимных карт котлов и фактической тепловой мощности установленного основного оборудования на источниках тепла.

Параметры установленной, располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии на территории г.о. Фрязино, приведены в таблице 1.7.

**Таблица 1.7 – Параметры установленной, располагаемой и ограничения тепловой мощности источников тепла**

№ п/п	Источник	Адрес котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч
1	Котельная №11	г. Фрязино, пр-д Окружной, д. 10, стр. 2	5,182	5,189
2	Котельная №13	г. Фрязино, ул. Вокзальная, д. 45	30,400	30,830
3	Котельная №14	г. Фрязино, ул. Советская, д. 21	34,400	33,770
4	Котельная №15	г. Фрязино, пр-д Котельный, д. 6, корп. 1	90,000	101,260
5	Котельная №7	г. Фрязино, ул. Ленина, д. 39	1,290	1,265

### 1.2.4 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности по городскому округу в целом и по каждой системе отдельно

Параметры располагаемой тепловой мощности источников тепла и ограничения тепловой мощности определялись на основании предоставленных режимных карт котлов и фактической тепловой мощности установленного основного оборудования в котельных.

Ограничения тепловой мощности и параметры и располагаемой тепловой мощности источников тепла приведены в таблице 1.8.

**Таблица 1.8 – Параметры ограничения и располагаемой тепловой мощности источников тепла.**

№ п/п	Источник	Адрес котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Ограничение тепловой мощности котельной	
					Гкал/ч	%
1	Котельная №11	г. Фрязино, пр-д Окружной, д. 10, стр. 2	5,182	5,189	0,493	9,50%
2	Котельная №13	г. Фрязино, ул. Вокзальная, д. 45	30,400	30,830	-8,226	-26,68%
3	Котельная №14	г. Фрязино, ул. Советская, д. 21	34,400	33,770	2,857	8,46%
4	Котельная №15	г. Фрязино, пр-д Котельный, д. 6, корп. 1	90,000	101,260	12,124	11,97%
5	Котельная №7	г. Фрязино, ул. Ленина, д. 39	1,290	1,265	0,291	23,00%

Таким образом, на момент разработки схемы теплоснабжения ряд источников тепловой энергии имеют ограничения установленной тепловой мощности.

Техническое состояние генерирующего оборудования не является критическим. За счёт своевременного проведения ремонтов, должного уровня эксплуатации и обслуживания, организованного в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, оборудование может обеспечивать несение подключённых к источникам нагрузок.

### **1.2.5 Затраты тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйствственные нужды и параметры тепловой мощности нетто в целом и по каждой системе отдельно**

Под собственными нуждами источников тепловой энергии понимают затраты произведенной тепловой энергии на поддержание работоспособности различных индивидуальных механизмов турбин и котельных агрегатов, общестанционных механизмов турбинного и котельного цехов, на отопление здания котлотурбинного цеха, на продувку котлов, на ХВО, на хозяйствственно-бытовые нужды, для нужд мазутного хозяйства и на прочие технологические нужды.

Мощность источника тепловой энергии нетто – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Объемы потребления тепловой энергии на собственные нужды приведены в таблице 1.9.

**Таблица 1.9 – Объемы потребления тепловой энергии на собственные нужды**

№п/п	Котельная	Установленная мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/час				Собственные нужды, Гкал/ч
				Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Котельная №11	5,182	5,189	4,535	2,873	0,876	0,786	0,065
2	Котельная №13	30,400	30,830	37,853	30,296	2,603	4,954	0,260
3	Котельная №14	34,400	33,770	29,508	22,265	2,849	4,394	0,274

№п/п	Котельная	Установленная мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/час				Собственные нужды, Гкал/ч
				Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС	
4	Котельная №15	90,000	101,260	86,124	67,282	5,185	13,657	0,774
5	Котельная №7	1,290	1,265	0,907	0,626	0,000	0,281	0,013

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

Анализ срока ввода котельного оборудования и год последнего освидетельствования на котельных г.о. Фрязино представлен в таблице 1.9. Данные по паспортному значению назначенного срока службы котлов отсутствуют. Исходя из СО153-34.17.469-2003, срок службы паровых водотрубных котлов составляет 24 года, водогрейных котлов всех типов – 16 лет. Мероприятия по продлению ресурса заключаются в выполнении ежегодных графиков ремонтов основного оборудования.

**Таблица 1.10 – Срок ввода в эксплуатацию котельного оборудования источников тепловой энергии г.о. Фрязино**

№ п/п	Наименование котельной	Наименование котла	Год установки (кап. ремонта)	Срок службы, по состоянию на 01.01.2025 г.	Нормативный срок службы, лет
1	Котельная №11	LOGANO SK 755	2022	3	16
		LOGANO SK 755	2022	3	16
		КВ-ГМ-2,32-115Н	2009	16	16
2	Котельная №13	ДКВР-10-13-115ГМ	1965 (2016)	60	24
		ДКВР-10-13-115ГМ	1965 (2009)	60	24
		ДКВР-10-13-115ГМ	1965 (2013)	60	24
		ДКВР-10-13-115ГМ	1965(2021)	60	24
3	Котельная №14	Термотехник ТТ 100-01	2014	11	16
		Термотехник ТТ 100-01	2014	11	16
		Термотехник ТТ 100-01	2014	11	16
		Термотехник ТТ 100-01	2014	11	16
4	Котельная №15	ПТВМ-30М	1982(2021)	43	16
		ПТВМ-30М	1982(2020)	43	16
		ПТВМ-30М	1982(2021)	43	16
5	Котельная №7	КВ-ГМ-0,75-115Н	-	-	16
		КВ-ГМ-0,75-115Н	-	-	16

Из таблицы видно, что из 16 котлов, находящихся в эксплуатации, на конец базового 2024 года 7 единиц выработали свой нормативный эксплуатационный ресурс.

Высокий уровень износа и низкий коэффициент полезного действия котлов обуславливают высокий уровень ресурсопотребления, а также рост затрат на эксплуатацию и ремонт оборудования.

## 1.2.7 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)

В системах централизованного теплоснабжения г.о. Фрязино теплофикационные установки, работающие в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, отсутствуют. Оборудование котельных работает только в режиме выработки тепловой энергии.

## **1.2.8 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха**

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условиях. Задачей регулирования отпуска теплоты является также и поддержание заданной температуры горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения, при изменяющемся в течение суток расходе этой воды.

Тепловая нагрузка в течение отопительного сезона меняется. Поэтому для поддержания требуемого теплового режима тепловую нагрузку необходимо регулировать. Различают центральное (регулирование осуществляется на источнике теплоснабжения – котельная или ТЭЦ), групповое (регулирование отопления группы отапливаемых зданий осуществляется в центральном (ЦТП) или групповом (ГТП) тепловом пункте) и местное (регулирование осуществляется непосредственно у нагревательных приборов – индивидуальное (ИТП) или в местном (МТП) тепловом пункте) регулирование отпуска тепла.

В Российской Федерации в системах централизованного теплоснабжения принят качественный режим регулирования отпуска тепла, которое дополняется на вводах потребителей местным количественным регулированием. Если тепловая нагрузка у всех потребителей примерно одинакова, то можно ограничиться центральным регулированием. Однако в большинстве случаев тепловая нагрузка неоднородна и поэтому, в этом случае центральное регулирование ведется по характерной отопительной нагрузке или совместной тепловой нагрузке отопления и ГВС для большинства потребителей. Во втором случае расход воды в тепловых сетях увеличивается незначительно по сравнению с регулированием по отопительной нагрузке или вообще не меняется.

В закрытых системах теплоснабжения качественный метод регулирования строится из предположения постоянного расхода воды в системах отопления в течение всего сезона, что стабилизирует гидравлический режим сети. Это является преимуществом качественного метода регулирования отпуска тепла. Недостаток качественного метода регулирования состоит в том, что он не всегда удовлетворяет условиям всех потребителей, так как температурный расчет количества тепла строится по типовому абоненту.

В г.о. Фрязино для регулирования отпуска тепловой энергии от тепловых источников в тепловые сети используется качественное центральное регулирование по отопительно-вентиляционной нагрузке с расчетными параметрами теплоносителя, то есть при постоянном расходе теплоносителя изменяется его температура.

Традиционно системы отопления жилых и общественных зданий проектируются и эксплуатируются исходя из внутреннего расчетного графика обычно 95/70°C с элеваторным качественным регулированием температуры теплоносителя, поступающего в отопительные приборы. Этим как бы жестко фиксируется температура теплоносителя, возвращаемого на источник теплоснабжения, и на ее возможное снижение влияет лишь наличие в зданиях, закрытых или открытых систем ГВС. Поэтому, в практическом плане, стремление к снижению затрат на транспорт теплоносителя от источника к потребителю сводится к выбору оптимальной температуры нагрева теплоносителя на источнике.

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

тывается из условий суточной подачи тепловой энергии на отопление, обеспечивающей потребность зданий в тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха, а также покрытия тепловой нагрузки горячего водоснабжения. Температура в помещениях должна быть постоянной и находится на уровне не менее +18-20°C.

Выбор оптимального температурного графика зависит от дальности транспорта теплоты, которая характеризуется удельными затратами электроэнергии на перекачку теплоносителя, и от величины тепловых потерь в сетях. Рост тепловых потерь в сетях приводит к снижению температурного графика, а увеличение расхода энергии на перекачку теплоносителя, при увеличении его расхода в сети либо дальности транспортировки, вызывает повышение температурного графика.

В зависимости от условий эксплуатации системы теплоснабжения производится срезка температурного графика отпуска тепла потребителям. При этом должен обеспечиваться стабильный гидравлический режим системы, не требующий переналадки сетей и абонентских узлов.

Выбор графиков обоснован тепловой нагрузкой отопления, надежностью оборудования источника тепловой энергии, отсутствием температурных регуляторов на вводах потребителей и близким расположением абонентов тепловой сети.

Утвержденные температурные графики по каждому источнику представлены в таблице 1.11.

**Таблица 1.11 – Утвержденные температурные графики**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Утвержденный температурный график, °C	
		t <sub>1</sub>	t <sub>2</sub>
1	Котельная №11	95	70
2	Котельная №13	115	70
3	Котельная №14	115	70
4	Котельная №15	115	70
5	Котельная №7	95	70

### **1.2.9 Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой энергии**

Среднегодовая загрузка источника тепловой энергии определяется числом часов использования установленной тепловой мощности. Число часов использования установленной тепловой мощности определяется как отношение выработанной источником тепла в течение года тепловой энергии, к установленной тепловой мощности источника.

Сведения о среднегодовой загрузке оборудования представлены в таблице 1.12.

**Таблица 1.12 – Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой энергии**

№ п/п	Источник	Установленная мощность, Гкал/ч	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	ЧЧИ установленной тепловой мощности	Число часов работы источника теплоснабжения в год, ч	Степень загруженности источника теплоснабжения, %
1	Котельная №11	5,182	7772,384	1500	8448	17,75
2	Котельная №13	30,4	84021,528	2764	4942	55,93
3	Котельная №14	34,4	86548,751	2516	8448	29,78
4	Котельная №15	90	242561,010	2695	8448	31,90
5	Котельная №7	1,29	2486,863	1928	8448	22,82

### **1.2.10 Способы учёта тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети**

Учет и регистрация отпуска тепловой энергии от источника тепла и тепловых сетей потребителям организуется с целью:

- осуществления взаимных финансовых расчетов между теплоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии;
- контроля за тепловыми и гидравлическими режимами работы систем теплоснабжения и теплопотребления;
- контроля над рациональным использованием тепловой энергии и теплоносителя;
- документирования параметров теплоносителя: массы (объема), температуры и давления;
- составления и анализа отчетных энергобалансов теплоснабжающих предприятий.

Требования к порядку организации учета отпуска и потребления тепловой энергии и теплоносителей, контроля их параметров: массы (объема), температуры и давления, а также общие технические требования к узлам учета тепловой энергии и теплоносителя, определяются правилами учета тепловой энергии и теплоносителя утвержденные Минтопэнерго РФ 12-09-95 Вк-4936.

Согласно правилам, при организации учета отпуска тепловой энергии и теплоносителя от источника тепла, в водяные системы теплоснабжения, необходимо:

1. Узлы учета тепловой энергии на источниках теплоты теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), районных тепловых станциях (РТС), котельных и т.п. оборудовать на каждом из выводов.

Узлы учета тепловой энергии оборудуются у границы раздела балансовой принадлежности трубопроводов в местах, максимально приближенных к головным задвижкам источника.

Не допускается организация отборов теплоносителя на собственные нужды источника после узла учета тепловой энергии, отпускаемой в системы теплоснабжения потребителей.

2. На каждом узле учета тепловой энергии источника теплоты с помощью приборов определять следующие величины:

- время работы приборов узла учета, отпущенную тепловую энергию, массу (или объем) теплоносителя, отпущенного и полученного источником теплоты соответственно по подающему и обратному трубопроводам;
- массу (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку системы теплоснабжения;
- тепловую энергию, отпущенную за каждый час;
- массу (или объем) теплоносителя, отпущенного источником теплоты по подающему трубопроводу и полученного по обратному трубопроводу за каждый час;
- массу (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку систем теплоснабжения за каждый час;
- среднечасовые и среднесуточные значения температур теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки;
- среднечасовые значения давлений теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки

Среднечасовые и среднесуточные значения параметров теплоносителя определяются на основании показаний приборов, регистрирующих параметры теплоносителя.

3. Приборы учета, устанавливаемые на обратных трубопроводах магистралей, должны размещаться до места присоединения подпиточного трубопровода.

Приборы учета тепловой энергии установлены на 3-х источниках теплоснабжения:

**Таблица 1.13 - Приборы учета тепловой энергии**

№ п/п	Наименование источника	Наименование прибора	Количество, ед.
1	Котельная №11	ВКТ-7	2
2	Котельная №14	ВКТ-7	1
3	Котельная №15	ВКТ-7	1
4	Котельная №9	ВКТ-7	1

Расчет отпуска в сеть от прочих источников тепловой энергии производится расчетным методом по расходу топлива.

#### **1.2.11 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии**

По данным, предоставленными АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» за период 2019-2023 года случаи отказа оборудования, установленного на источниках тепловой энергии, приводящих к нарушению отпуска тепла в тепловые сети – не зафиксировано.

#### **1.2.12 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии г.о. Фрязино за 2024 год – не выдавались.

#### **1.2.13 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей**

Источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории г.о. Фрязино отсутствуют.

#### **1.2.14 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии в г.о. Фрязино, не зафиксировано.

### **Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты**

#### **1.3.1 Структура тепловых сетей**

Все тепловые сети тепловых источников г.о. Фрязино попадают в категорию магистральных и распределительных. Тепловые сети во всех теплосетевых районах имеют все возможные типы прокладки: надземную, подземную бесканальную. Надземная прокладка применяется преимущественно при переходах через естественные преграды. Прокладка трубопроводов производится по эстакадам и низкостоящим опорам. В местах ответвлений трубопроводов установлена запорная арматура. При этом используются стальные задвижки, шаровые краны, и дисковые затворы. В последние годы при капитальном ремонте и прокладке новых участков тепловых сетей предпочтение отдается в установке шаровых клапанов.

Протяженность тепловых сетей г.о. Фрязино от всех котельных составляет порядка 100488,8 м в однотрубном исчислении при этом большая часть тепловых сетей проложена диаметром менее 200 мм, что говорит о разветвленной системе распределительных сетей.

Сводные данные по структуре тепловых сетей АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» представлены в таблице 1.14.

Сводные данные по ЦТП АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» представлены в таблице 1.15.

**Таблица 1.14 – Общая структура тепловых сетей от источников тепловой энергии.**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Тип системы теплоснабжения	Тип теплоносителя, его параметры	Объем тепловой сети, м <sup>3</sup>		Протяженность тепловых сетей (в однотрубном исчислении), м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Удельная материальная характеристика, м <sup>2</sup> /Гкал/ч	Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр, мм	Расчетная присоединенная нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии, Гкал/ч (2024)
				отопительный период	летний период					
1	Котельная №11	закрытая	горячая вода, 95-70	41,6	7,6	2960	358	77	134	4,535
2	Котельная №13	закрытая	горячая вода 115-70	582,3	0	20340	3260	84	175	37,792
3	Котельная №14	открытая (27%) закрытая	горячая вода 115-70	416,3	586,3	23290	2989	99	140	29,508
4	Котельная №15	открытая (22%) закрытая	горячая вода 115-70	2071,9	1935,1	53484	9163	104	184	86,124
5	Котельная №7	закрытая	горячая вода, 95-70	2,08	0,46	414,8	34	35	80	0,907

**Таблица 1.15 – Сводные данные по ЦП АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО».**

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Наименование, адрес ЦП	Эксплуатирующая организация	Описание технологической схемы
1	Котельная №15	ЦП №1, г.Фрязино, ул.Полевая, д.15,стр.1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	От ЦП до потребителей тепловая сеть в 4-х трубном исполнении: отопление, ГВС.
2	Котельная №15	ЦП №10, г.Фрязино, пр.Мира,д.19,стр.1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	От ЦП до потребителей тепловая сеть в 4-х трубном исполнении: отопление, ГВС.
3	Котельная №15	ЦП №11, г.Фрязино, ул.Московская,д.7,стр.16	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	От ЦП до потребителей тепловая сеть в 4-х трубном исполнении: отопление, ГВС.
4	Котельная №15	ЦП №12, г.Фрязино, ул.Московская,д.2а,стр.1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	От ЦП до потребителей тепловая сеть в 2-х трубном исполнении: ГВС.
5	Котельная №15	ЦП №13, г.Фрязино, пр.Мира,д.9,стр.1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	От ЦП до потребителей тепловая сеть в 4-х трубном исполнении: отопление, ГВС.

№ п/п	Наименование источника тепло-вой энергии	Наименование, адрес ЦТП	Эксплуатирующая организа-ция	Описание технологической схемы
6	Котельная №15	ЦТП №14, г.Фрязино, ул.Школьная,д.17,стр.1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	От ЦТП до потребителей тепловая сеть в 2-х трубном исполнении: ГВС.
7	Котельная №14	ЦТП №17, г.Фрязино, ул.Нахимова,д.23,стр.1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	От ЦТП до потребителей тепловая сеть в 4-х трубном исполнении: отопление, ГВС.
8	Котельная №15	ЦТП №2, г.Фрязино, ул.60 лет СССР, д.1,стр.1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	От ЦТП до потребителей тепловая сеть в 4-х трубном исполнении: отопление, ГВС.
9	Котельная №15	ЦТП №3, г.Фрязино, ул.Полевая, д.23,стр.12	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	От ЦТП до потребителей тепловая сеть в 4-х трубном исполнении: отопление, ГВС.
10	Котельная №15	ЦТП №4, г.Фрязино, ул.Барские пруды, д.5,стр.1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	От ЦТП до потребителей тепловая сеть в 4-х трубном исполнении: отопление, ГВС.
11	Котельная №15	ЦТП №5, г.Фрязино, пр.Мира,д.24,стр.1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	От ЦТП до потребителей тепловая сеть в 4-х трубном исполнении: отопление, ГВС.
12	Котельная №15	ЦТП №6, г.Фрязино, пр.Мира,д.20,стр.1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	От ЦТП до потребителей тепловая сеть в 4-х трубном исполнении: отопление, ГВС.
13	Котельная №15	ЦТП №7, г.Фрязино, пр.Мира,д.22,стр.3	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	От ЦТП до потребителей тепловая сеть в 4-х трубном исполнении: отопление, ГВС.
14	Котельная №15	ЦТП №8, г.Фрязино, пр.Мира,д.24,стр.1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	От ЦТП до потребителей тепловая сеть в 4-х трубном исполнении: отопление, ГВС.

Известно, что универсальным показателем, позволяющим сравнивать различные системы транспортировки теплоносителя является, удельная материальная характеристика тепловой сети, которая определяется:

$$\mu = M / Q_{\text{сумм}}^p, \text{ м}^2 / (\text{Гкал}/\text{ч})$$

где  $Q_{\text{сумм}}^p$  – присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч,  $M$  – материальная характеристика сети,  $\text{м}^2$ , равная:

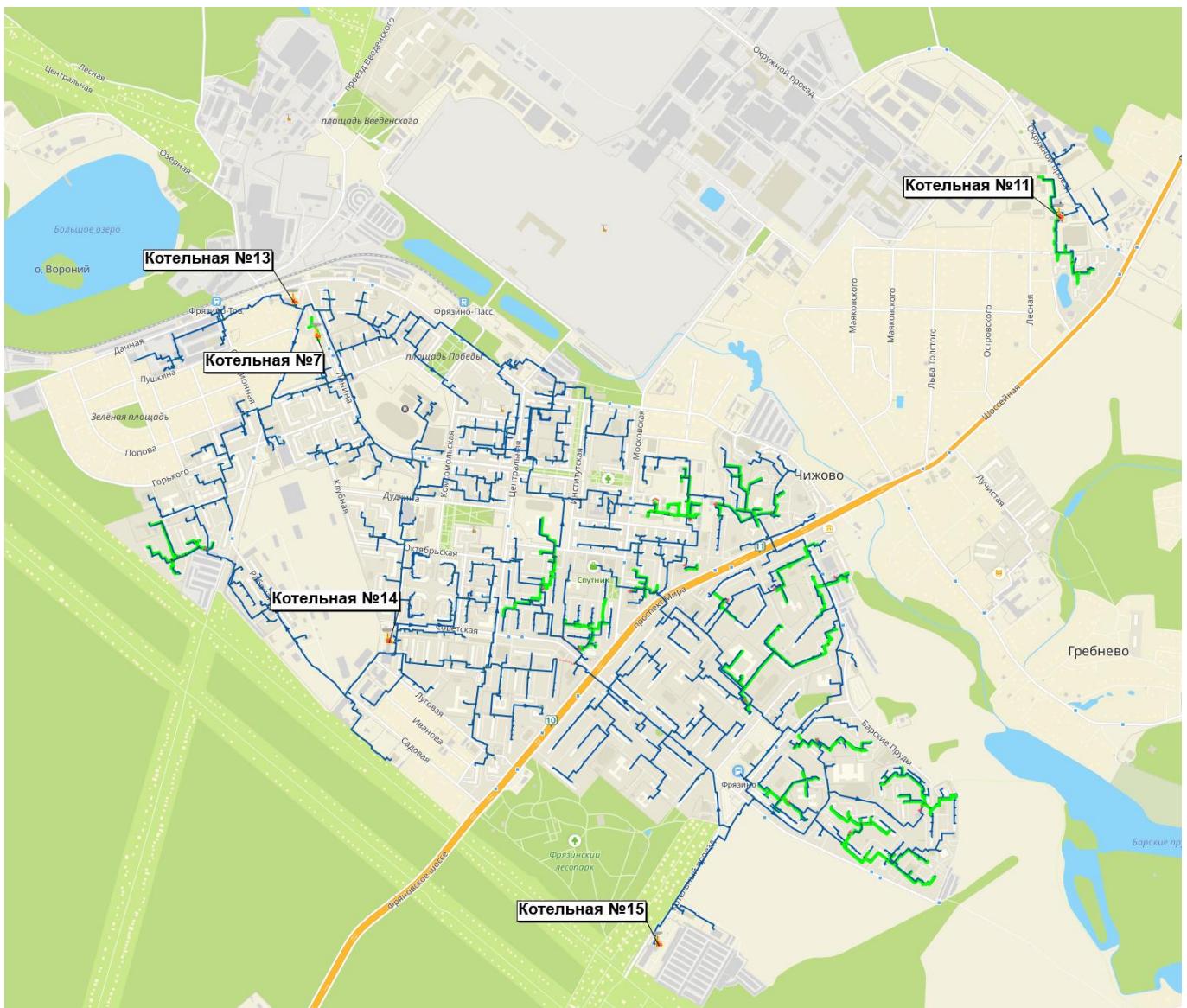
По этому показателю можно оценить эффективность централизованного теплоснабжения. Он определяет возможный уровень потерь теплоты при ее передаче по тепловым сетям и позволяет установить зону эффективного централизованного теплоснабжения. При подвесной теплоизоляции, зоной высокой эффективности централизованной системы теплоснабжения считается при значении удельной материальной характеристики тепловой сети до  $100 \text{ м}^2 / (\text{Гкал}/\text{ч})$ . Зона предельной эффективности ограничена  $200 \text{ м}^2 / (\text{Гкал}/\text{ч})$ .

При значениях приведенной материальной характеристики, превышающей  $200 \text{ м}^2 / \text{Гкал}/\text{ч}$  целесообразно применение индивидуального теплоснабжения. Следует иметь ввиду, что применение в системе теплоснабжения предварительно изолированных труб с ППУ изоляцией, сдвигает зону предельной эффективности до  $300 \text{ м}^2 / \text{Гкал}/\text{ч}$ .

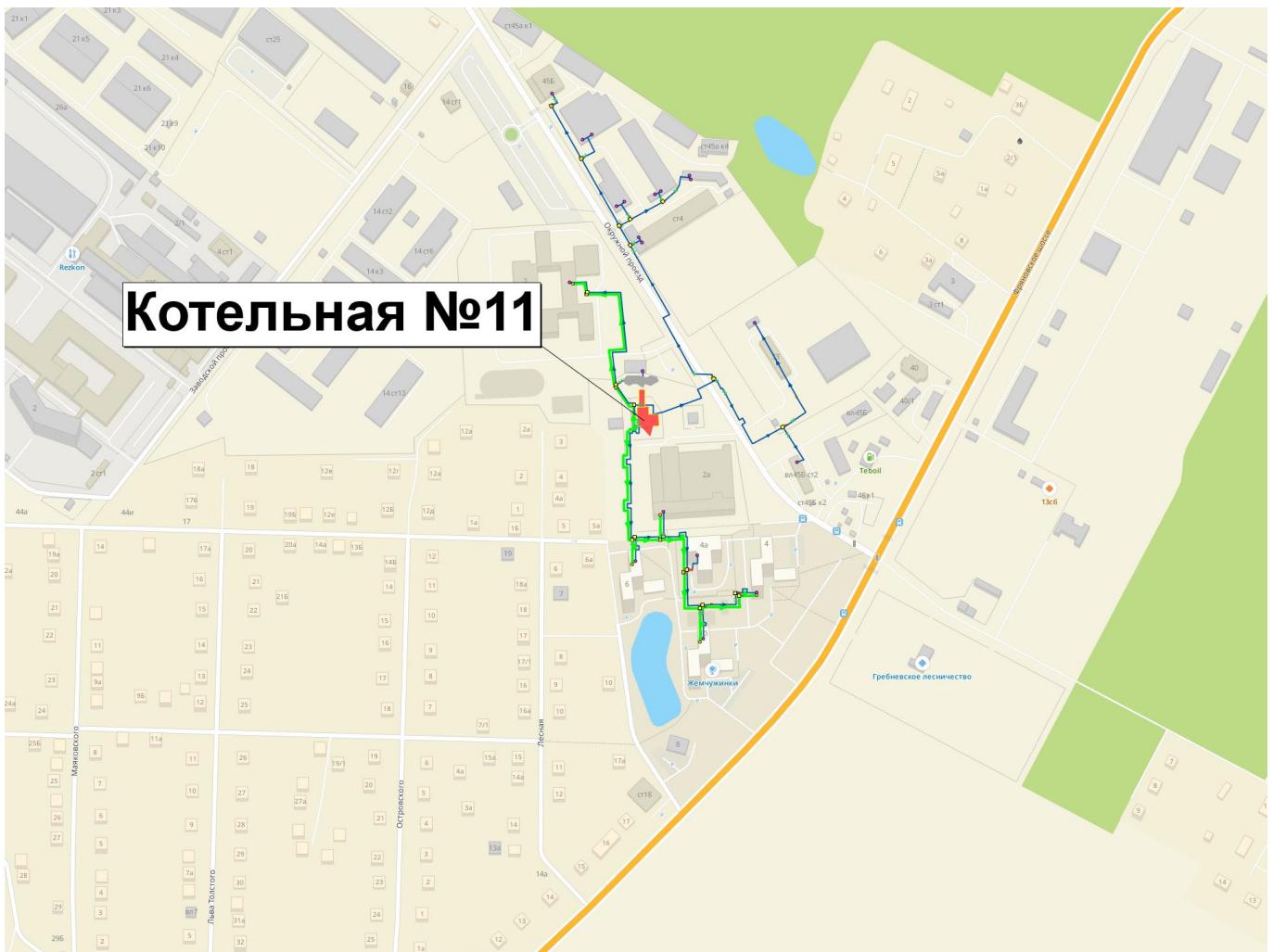
Анализ удельных материальных характеристик, приведенных в таблице 1.20, свидетельствуют о высокой степени загруженности тепловых сетей практически всех котельных.

### 1.3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме

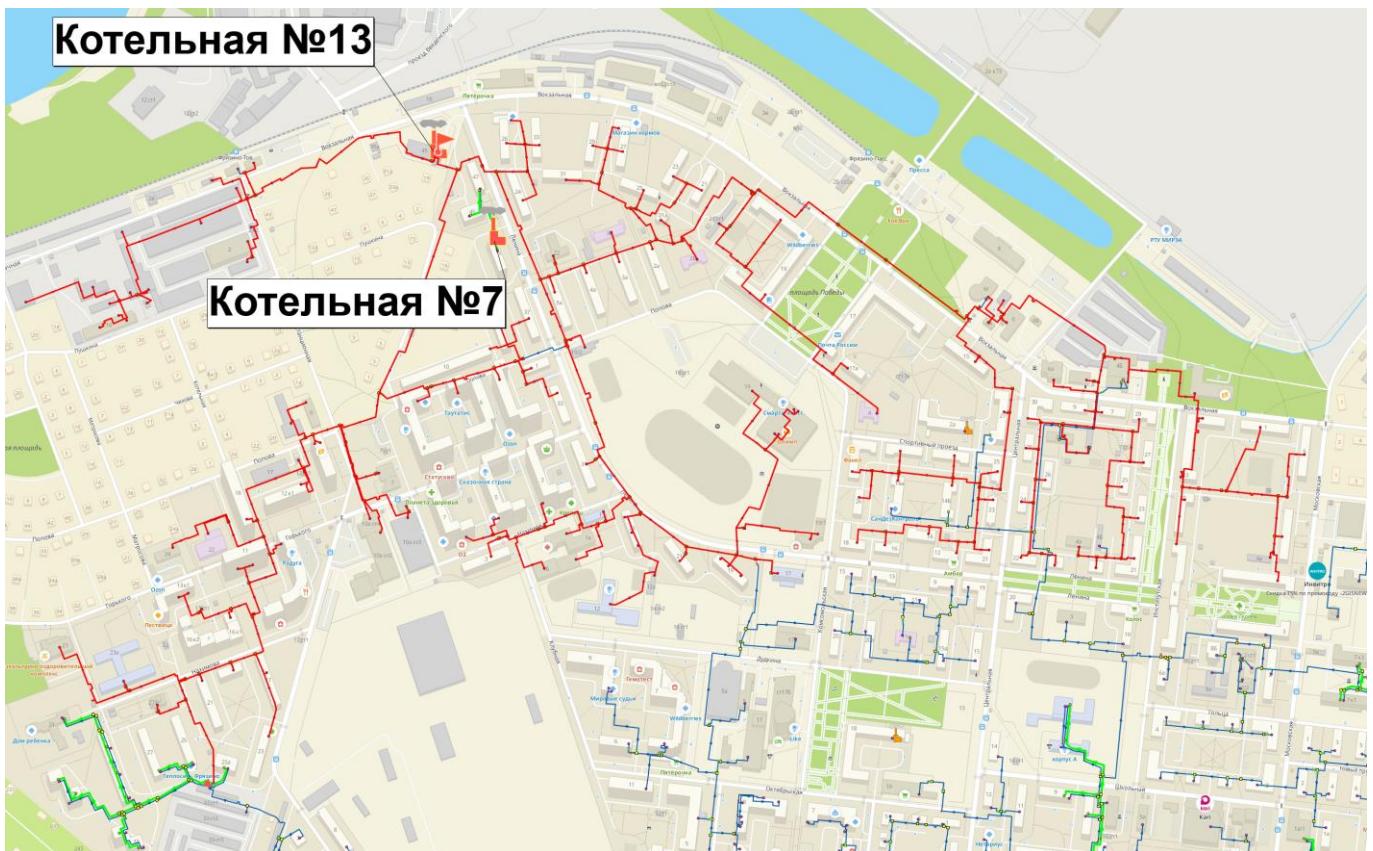
Схемы тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии представлены на рисунках 1.3-1.7 и в электронной модели теплоснабжения г.о. Фрязино.



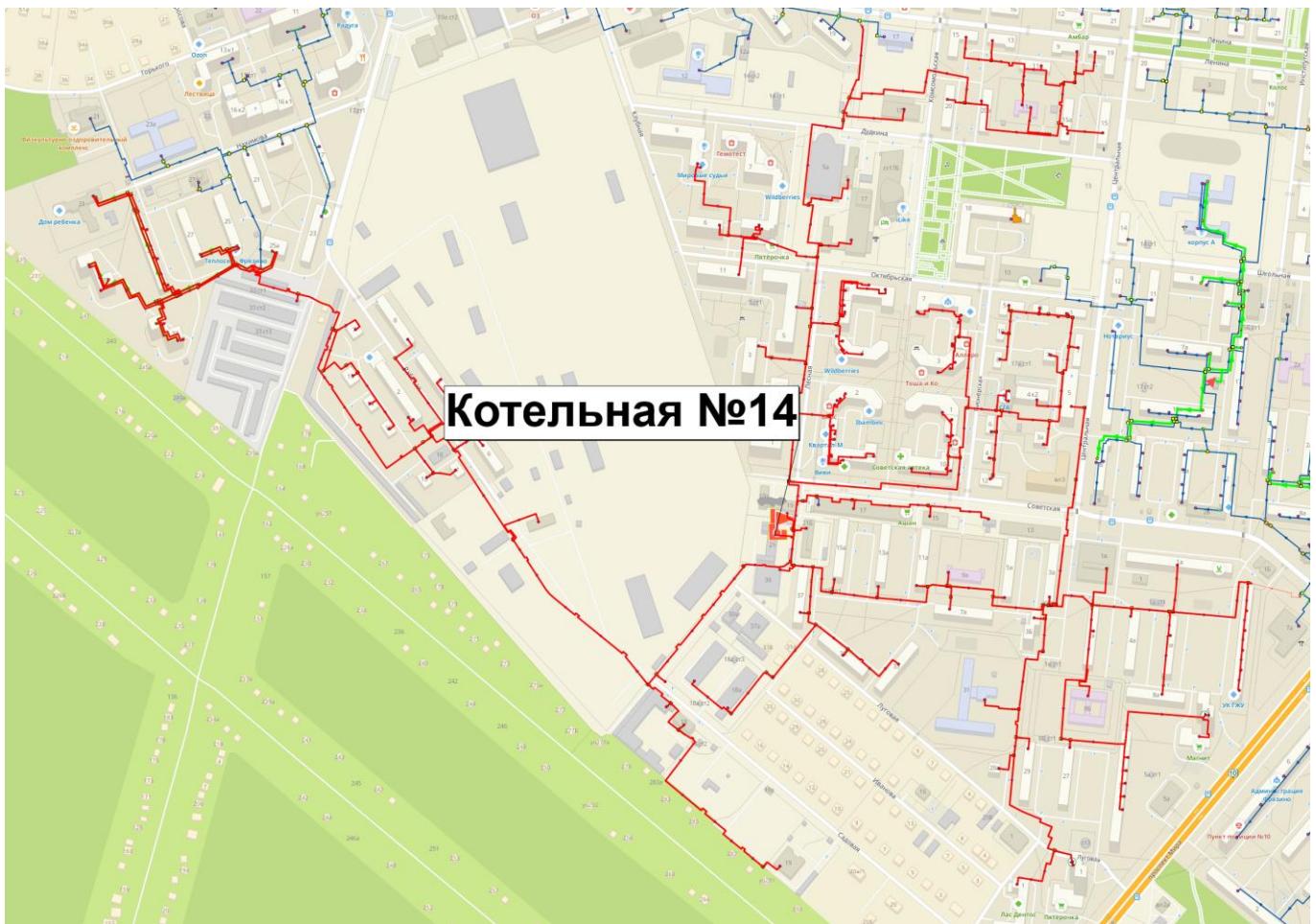
**Рисунок 1.3 – Общий вид на карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии г.о. Фрязино**



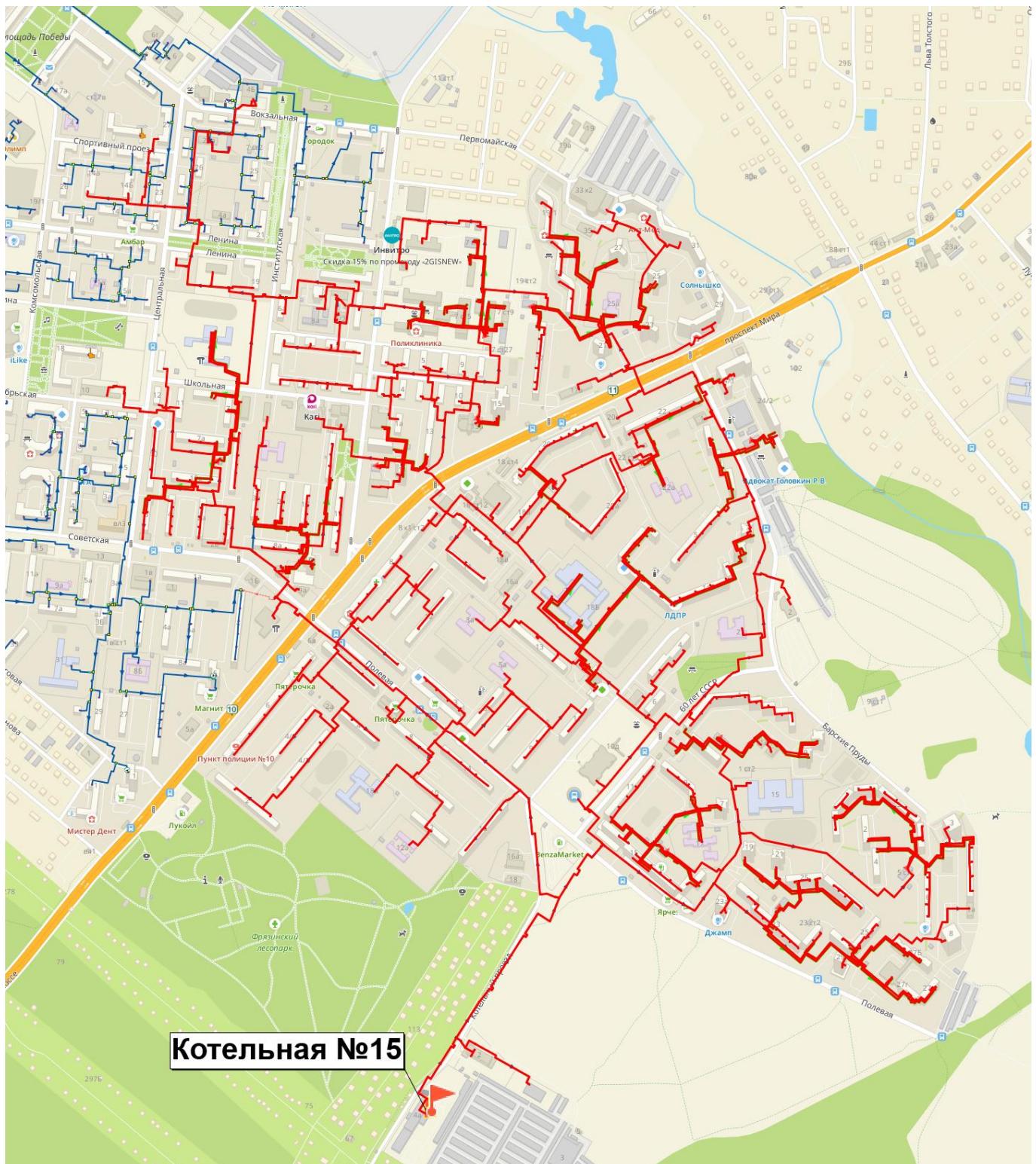
**Рисунок 1.4 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источника тепловой энергии - Котельная №11**



**Рисунок 1.5 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии - Котельная №7, Котельная №13**



**Рисунок 1.6 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источника тепловой энергии - Котельная №14**



**Рисунок 1.7 – Карта (схема) тепловых сетей в зоне действия источника тепловой энергии - Котельная №15**

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

Характеристика грунтов на территории г.о. Фрязино в местах прокладки тепловых сетей: инженерно-геологические условия определяются рельефом, геологическим и гидрогеологическим

строением, свойствами грунтов, залегающих в основании сооружений, опасными геологическими процессами.

Основная часть грунтов в зоне теплоснабжения источников тепла представлена песками, супесями, суглинками и глинами, которые легко подвержены размыву и переносу или транзиту в паводковый период на нижележащие участки реки. Глубина заложения осей трубопроводов принята равной 0,8-1,6 м.

Компенсация тепловых удлинений трубопроводов тепловых сетей осуществляется П-образными компенсаторами, а также за счет поворотов трасс тепловых сетей. Преобладающим способом прокладки тепловых сетей является подземный способ: в непроходных каналах и бесканальный в ППУ изоляции. Вид тепловой изоляции в непроходных каналах, как правило – подвесная изоляция, материал основного слоя – минеральная вата. Тепловые сети запроектированы, начиная с 1961 года. В настоящее время при строительстве и реконструкции трубопроводов тепловых сетей применяется другой способ прокладки теплопроводов – подземная бесканальная прокладка в пенополиуретановой (ППУ) изоляции с поверхностным слоем из экструдированного полиэтилена, с системой контроля состояния тепловой изоляции.

Гораздо более серьезную опасность и снижение надежности представляет ветхость существующих трубопроводов. Представленная информация о характеристике водяных тепловых сетей теплоснабжающими организациями приводится ниже в таблице 1.15.

Структура тепловых сетей по условному диаметру от каждого источника тепловой энергии представлено в таблицах 1.16 – 1.19.

**Таблица 1.15 – Протяженность трубопроводов от Котельной №11**

Наименование участка	Наружный диаметр труб-в на участке Dн, м	Длина участка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию	Средняя глубина заложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	12
<i><b>Сети отопления от котельной №11 зимние</b></i>							
<i><b>в период 1998-2003 год надземная</b></i>							
УТ-1102-УТ-1104	100	94	мин. вата	надземная	1999	-	5136
Котельная №11-УТ-1101	150	40	мин. вата	надземная	1999	-	5136
УТ-1114-УТ-1115	150	53	мин. вата	надземная	2003	-	5136
пер.диам.200x150-УТ-1114	150	94	мин. вата	надземная	2003	-	5136
Котельная №11-УТ-1113	200	151	мин. вата	надземная	2003	-	5136
УТ-1113-УТ-1116	200	35	мин. вата	надземная	2003	-	5136
УТ-1116-п.д.200x150	200	19	мин. вата	надземная	2003	-	5136
<i><b>в период с 2004 год надземная</b></i>							
УТ-1114-ж/д Окружной пр., 10	80	19	мин. вата	надземная	2004	-	5136
УТ-1115-ж/д Окружной пр., 4	80	34	мин. вата	надземная	2004	-	5136
УТ-1113-ж/д Окружной пр., 6	80	23	мин. вата	надземная	2004	-	5136
УТ-1103-УТ-1102	100	13	ППУ	надземная	2008	-	5136
УТ-1101А-оп.,вр. в ф150 ППУ	150	100	мин. вата	надземная	2008	-	5136
<i><b>в период с 2004 год канальная</b></i>							
Окр.пр-д, 2А (по территории)	100	20	ППУ	канальная	2024	1,2	5136
<i><b>в период с 2004 год бесканальная</b></i>							
УТ-1105-УТ-1103	100	2	ППУ	бесканальная	2008	1,2	5136
УТ-1105-УТ-1107	125	158	ППУ	бесканальная	2008	1,2	5136
Оп.,вр. Ф150 ППУ-УТ-1105	150	22	ППУ	бесканальная	2008	1,2	5136
УТ-1101-т.А на ГЗУ летная	150	17	ППУ	бесканальная	2020	1,2	5136
Оп.,вр. Ф200 ППУ-под. УТ-1117	200	19	ППУ	бесканальная	2015	1,2	5136
УТ-1116-до забора Окр.пр. 2А	100	7	ППУ	бесканальная	2024	1,2	5136
ИТОГО		920					
<i><b>Сети ГВС от котельной №11 круглогодичные</b></i>							
<i><b>в период 1998-2003 год надземная</b></i>							
УТ-1113-ж/д Окружной пр., 6	80	23	ППУ	надземная	2003	-	8424
УТ-1113-ж/д Окружной пр., 10	80	19	ППУ	надземная	2003	-	8424
УТ-1114-УТ-1115	80	53	ППУ	надземная	2003	-	8424
УТ-1115-ж/д Окружной пр., 4	80	34	мин. вата	надземная	2003	-	8424
УТ-1116-УТ-1114	100	116	ППУ	надземная	2003	-	8424
Котельная №11-УТ-1113	125	151	ППУ	надземная	2003	-	8424
УТ-1113-УТ-1116	125	35	ППУ	надземная	2003	-	8424
<i><b>в период с 2004 год канальная</b></i>							
Окр.пр-д, 2А (по территории)	32	20	ППУ	канальная	2024	1,2	8424
<i><b>в период с 2004 год надземная</b></i>							
кот.№11-УТ-1101A	70	35	ППУ	надземная	2020	-	8424
1101A-УТ-1101	70	31	ППУ	надземная	2020	-	8424
<i><b>в период с 2004 год бесканальная</b></i>							

Наименование участка	Наружный диаметр труб-в на участке Dн, м	Длина участка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию	Средняя глубина заложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	12
УТ-1116-до забора Окр.пр. 2А	32	7	ППУ	бесканальная	2024	1,2	8424
кот.№11-т.А на ГЗУ летная	70	17	ППУ	бесканальная	2020	1,2	8424
Оп.,вр. Ф100 ППУ-под. УТ-1117	100	19	ППУ	бесканальная	2015	1,2	8424
ИТОГО		560					
<b>в период 1998-2003 год надземная</b>							
УТ-1113-ж/д Окружной пр., 6	50	23	ППУ	надземная	2003	-	8424
УТ-1113-ж/д Окружной пр., 10	50	19	ППУ	надземная	2003	-	8424
УТ-1114-УТ-1115	50	53	ППУ	надземная	2003	-	8424
УТ-1115-ж/д Окружной пр., 4	50	34	мин. вата	надземная	2003	-	8424
УТ-1116-УТ-1114	80	116	ППУ	надземная	2003	-	8424
Котельная №11-УТ-1113	100	151	ППУ	надземная	2003	-	8424
УТ-1113-УТ-1116	100	35	ППУ	надземная	2003	-	8424
<b>в период с 2004 год канальяная</b>							
Окр.пр-д, 2А (по территории)	32	20	ППУ	канальяная	2024	1,2	8424
<b>в период с 2004 год надземная</b>							
кот.№11-УТ-1101А	40	35	ППУ	надземная	2020	-	8424
1101А-УТ-1101	40	31	ППУ	надземная	2020	-	8424
<b>в период с 2004 год бесканальная</b>							
УТ-1116-до забора Окр.пр. 2А	32	7	ППУ	бесканальная	2024	1,2	8424
кот.№11-т.А на ГЗУ летная	40	17	ППУ	бесканальная	2020	1,2	8424
Оп.,вр. Ф80 ППУ-под. УТ-1117	80	19	ППУ	бесканальная	2015	1,2	8424
ИТОГО		560					
ИТОГО ГВС		1120					

**Таблица 1.16 – Протяженность трубопроводов от Котельной №13**

Наименование участка	Наружный диаметр труб-в на участке Dн, м	Длина участка в 2-х трубном исчислении, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию	Средняя глубина заложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	12
<b>Сети отопления от котельной №13 зимние</b>							
<b>в период с 1959-1990 г. в непроходных каналах и бесканальная</b>							
УТ-74-УТ-74А	50	24	мин.вата	канальяная	1961	1,6	5136
УТ-115А-приют	50	13	мин.вата	канальяная	1970	1,6	5136
УТ-121Б-ж/д Центральная, 26	50	5	мин.вата	канальяная	1970	1,6	5136
УТ-130А-ж/д Ленина, 14	50	4	мин.вата	канальяная	1968	1,6	5136
УТ-44-КНС Пушкина,16/1	50	17	мин.вата	канальяная	1960	1,6	5136
УТ-38-МДОУ №3 Попова,3Б	50	24	мин.вата	канальяная	1965	1,6	5136
		87					
УТ-126-УТ-127	70	38	мин.вата	канальяная	1963	1,6	5136
		38					
т/с к велобазе	80	39	мин.вата	канальяная	1986	1,6	5136

Наименование участка	Наруж- ный диаметр труб-в на участ- ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуатацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	12
		39					
УТ-125-УТ-126	100	69	мин.вата	канальная	1963	1,6	5136
УТ-126-УТ-126А	100	3	мин.вата	канальная	1963	1,6	5136
		72					
ж/д Вокзальная, 19-т.А	125	100	мин.вата	канальная	1975	1,6	5136
		100					
Г-обр-к (Вокзальная,19)-УТ-41	150	15	мин.вата	канальная	1965	1,6	5136
УТ-41-ж/д Вокзальная, 19	150	29	мин.вата	канальная	1975	1,6	5136
т.А-ж/д Вокзальная, 17	150	3	мин.вата	канальная	1975	1,6	5136
УТ-115-УТ-115А	150	35	мин.вата	канальная	1970	1,6	5136
УТ-115А-УТ-121	150	31	мин.вата	канальная	1970	1,6	5136
П-образник-УТ-52А	150	35	мин.вата	канальная	1970	1,6	5136
УТ-52А-УТ-93	150	53	мин.вата	канальная	1970	1,6	5136
УТ-44-УТ-44А	150	75	мин.вата	канальная	1963	1,6	5136
УТ-122-УТ-122А	150	113	мин.вата	канальная	1965	1,6	5136
УТ-44А-УТ-46	150	92	мин.вата	канальная	1963	1,6	5136
		481					
УТ-43-УТ-43Б	200	128	мин.вата	канальная	1965	1,6	5136
УТ-43Б-УТ-43А	200	88,5	мин.вата	канальная	1965	1,6	5136
УТ-43А- П-обр. в р-не УТ-44	200	120	мин.вата	канальная	1965	1,6	5136
П-обр. в р-не пожарки-надз.УТ-47	200	114	мин.вата	канальная	1968	1,6	5136
		450,5					
		1268					

**в период с 1959-1990 г., проложенных в помещениях**

т/с по велобазе	80	7	мин.вата	в помеще- нии	1986	-	5136
т/с по Ленина,23	80	58	мин.вата	в помеще- нии	1986	-	5136
		65					
Институтская,10	100	55	мин.вата	в помеще- нии	1970	-	5136
		55					
ж/д Вокзальная, 19	150	35	мин.вата	в помеще- нии	1975	-	5136
по зданию СТУ	150	29	мин.вата	в помеще- нии	1976	-	5136
Институтская, 12	150	12	мин.вата	в помеще- нии	1970	-	5136
Институтская, 12	150	35	мин.вата	в помеще- нии	1970	-	5136
		111					
		231					

**в период с 1959-1990 г., надземная**

Надземка УТ-47	200	18	мин.вата	надземная	1968	-	5136
Котельная №13 надземка	150	90	мин.вата	надземная	1960	-	5136
		108					

**в период с 1998-2003 г. в непроходных каналах и бесканальный**

УТ-133-УТ-133А	50	9	мин.вата	канальная	1999	1,6	5136
УТ-133А-РСУ	50	3	мин.вата	канальная	1999	1,6	5136

Наименование участка	Наруж- ный диаметр труб-в на участ- ке $D_h$ , м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, $L$ , м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- цию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке $H$ , м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	12
		12					
УТ-132-ж/д Вокзальная, 17А	70	23	мин.вата	канальная	2003	1,6	5136
УТ-53-ж/д Московская,6	70	84	мин.вата	канальная	2003	1,6	5136
		107					
УТ-28-УТ-29	80	33	мин.вата	канальная	2003	1,6	5136
		33					
УТ-48-СТУ	150	8	мин.вата	канальная	2002	1,6	5136
		8					
		160					
<b>в период с 2004 г. канальная</b>							
ж/д Горького,12/1-ВНС	32	22	мин.вата	канальная	2010	1,6	5136
		22					
УТ-77А-ж/д Попова, 17	40	52	мин.вата	канальная	2007	1,6	5136
УТ-131-ж/д Центральная, 21	40	22	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
УТ-123А-ж/д Центральная, 23	40	30	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
УТ-117А-ж/д Институтская, 23	40	15	мин.вата	канальная	2018	1,6	5136
УТ-119-Ленина,4А	40	4	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
УТ-118А-ж/д Ленина, 4	40	10	мин.вата	канальная	2024	1,6	5136
УТ-116А-ж/д Институтская, 27	40	13	мин.вата	канальная	2024	1,6	5136
		146					
УТ-120-УТ-120Г	50	16	мин.вата	канальная	2004	1,6	5136
УТ-120-ж/д Ленина, 6	50	10	мин.вата	канальная	2004	1,6	5136
УТ-130-ж/д Ленина, 12	50	16	мин.вата	канальная	2007	1,6	5136
УТ-130Б-ж/д Ленина, 16	50	13	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
УТ-120Г-ж/д Центральная, 22	50	18	мин.вата	канальная	2007	1,6	5136
УТ-118А-УТ-119	50	26	мин.вата	канальная	2013	1,6	5136
УТ-124-ж/д Центральная, 25	50	30	мин.вата	канальная	2014	1,6	5136
УТ-74А-УТ-72	50	41	мин.вата	канальная	2015	1,6	5136
УТ-120В-ж/д Центральная, 24	50	11	мин.вата	канальная	2015	1,6	5136
УТ-132-музыкальная школа	50	21	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
УТ-127-ж/д Комсомольская,26	50	66	мин.вата	канальная	2019	1,6	5136
УТ-126-ж/д Спортивн. проезд,5	50	22	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
УТ-125-ж/д Спортивный про- езд,3	50	24	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
УТ-117-УТ-118	50	20	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
УТ-118-УТ-118А	50	12	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
УТ-116А-ж/д Институтская, 25	50	10	мин.вата	канальная	2021	1,6	5136
УТ-121-ж/д Центральная,30	50	17	мин.вата	канальная	2021	1,6	5136
УТ-116-ж/д Институтская,29	50	14	мин.вата	канальная	2023	1,6	5136
УТ-121А-ж/д Центральная, 28	50	11	мин.вата	канальная	2024	1,6	5136
		398					
УТ-117-ж/д Институтская, 21	70	16	мин.вата	канальная	2011	1,6	5136
УТ-52А-УТ-53	70	18	мин.вата	канальная	2015	1,6	5136
УТ-70-ж/д Нахимова,3	70	27	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
УТ-32-ж/д Вокзальная, 23	70	11	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
УТ-32-ж/д Вокзальная, 21	70	21	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
УТ-29-ж/д Вокзальная, 29	70	14	мин.вата	канальная	2018	1,6	5136

Наименование участка	Наруж- ный диаметр труб-в на участ- ке $D_h$ , м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, $L$ , м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- цию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке $H$ , м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	12
УТ-120В-УТ-120Г	70	65	мин.вата	канальная	2018	1,6	5136
УТ-121Б-УТ-120В	70	30	мин.вата	канальная	2019	1,6	5136
УТ-52-ж/д Вокзальная,1	70	105	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
УТ-29-ж/д Вокзальная, 27	70	18	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
УТ-130Б-ж/д Ленина, 18	70	47	мин.вата	канальная	2021	1,6	5136
УТ-127-ж/д Комсомольская,28	70	22	мин.вата	канальная	2021	1,6	5136
т.А-УТ-132	70	35	мин.вата	канальная	2021	1,6	5136
т/с к Нахимова, 23	70	33	мин.вата	канальная	2022	1,6	5136
		462					
УТ-93-ж/д Московская, 5	80	13	мин.вата	канальная	2006	1,6	5136
УТ-130А-УТ-130Б	80	58	мин.вата	канальная	2007	1,6	5136
т/с к шк. №3	80	86	мин.вата	канальная	2012	1,6	5136
УТ-131-УТ-130	80	20	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
УТ-130-УТ-130А	80	55	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
УТ-31-УТ-32	80	31	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
УТ-121А-УТ-121Б	80	32	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
УТ-93-ж/д Московская,4	80	58	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
УТ-117А-УТ-117	80	50	мин.вата	канальная	2019	1,6	5136
УТ-44А-ж/д Вокзальная,15	80	5	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
УТ-122-ж/д Центральная, 27	80	4	мин.вата	канальная	2023	1,6	5136
УТ-121-УТ-121А	80	46	мин.вата	канальная	2024	1,6	5136
		458					
УТ-123-УТ-124	100	5	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
УТ-52А (в камере)	100	1	мин.вата	канальная	2009	1,6	5136
УТ-115-УТ-116	100	58	мин.вата	канальная	2012	1,6	5136
УТ-116-УТ-116А	100	39	мин.вата	канальная	2012	1,6	5136
УТ-49-ж/д Институтская,10	100	10	мин.вата	канальная	2015	1,6	5136
УТ-52-П-образник	100	37	мин.вата	канальная	2015	1,6	5136
УТ-124-УТ-125	100	42	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
УТ-116Б-УТ-117А	100	70	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
УТ-2-УТ-3	100	11	мин.вата	канальная	2022	1,6	5136
УТ-25-УТ-26	100	36	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
УТ-116А-УТ-116Б	100	64	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
УТ-9-УТ-25	100	40	мин.вата	канальная	2018	1,6	5136
т/с к ж/д Институтская,8	100	12	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
		425					
УТ-52А (в камере)	125	2	мин.вата	канальная	2009	1,6	5136
УТ-49-УТ-50	125	23	мин.вата	канальная	2015	1,6	5136
УТ-50-УТ-51	125	23	мин.вата	канальная	2015	1,6	5136
УТ-51-УТ-52	125	6	мин.вата	канальная	2015	1,6	5136
УТ-123-УТ-123А	125	22	мин.вата	канальная	2018	1,6	5136
		76					
т/с к ж/д Институтская,12	150	30	мин.вата	канальная	2006	1,6	5136
УТ-46-УТ-122	150	23	мин.вата	канальная	2007	1,6	5136
УТ-48-УТ-133	150	40	мин.вата	канальная	2010	1,6	5136
УТ-133-УТ-114А	150	10	мин.вата	канальная	2010	1,6	5136
УТ-114-УТ-115	150	20	мин.вата	канальная	2014	1,6	5136

Наименование участка	Наруж- ний диаметр труб-в на участ- ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуатацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	12
ж/д Институтская,12-УТ-49	150	15	мин.вата	канальная	2015	1,6	5136
УТ-123А-УТ-131	150	55	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
УТ-122А-УТ-123	150	34	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
т/с во дворе Институтская, 12	150	77	мин.вата	канальная	2019	1,6	5136
УТ-114А-УТ-114	150	32	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
		336					
УТ-47-УТ-48	200	6	мин.вата	канальная	2019	1,6	5136
		6					
		2329					
<b>в период с 2004 г. бесканальная</b>							
УТ-45-общежитие пож. депо	32	13	ППУ	бесканаль- ная	2014	1,2	5136
УТ-72-УТ-63	32	28	ППУ	бесканаль- ная	2022	1,2	5136
		41					
УТ-85Б-ВНС	40	9	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
спускник УТ-84 на Ду80 к д/с	40	3	ППУ	бесканаль- ная	2015	1,2	5136
		12					
УТ-35-д/с №12	50	47	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
т/с к Станционная, 1А (подзем- ка)	50	50	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	5136
УТ-86А-ж/д Нахимова, 19	50	5	ППУ	бесканаль- ная	2012	1,2	5136
УТ-69-МОУ ОСШ Нахимова, 1	50	8	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
УТ-80-т/с на Горького,24	50	88	ППУ	бесканаль- ная	2014	1,2	5136
УТ-11-хоккейная раздевалка	50	33	ППУ	бесканаль- ная	2015	1,2	5136
врезка Ф50-УТ-133	50	14	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-133-Комсомольская,19/1	50	105	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-55А-ж/д Ленина, 33	50	67	ППМИ	бесканаль- ная	2017	1,2	5136
УТ-55А-ж/д Попова, 1	50	4	ППУ	бесканаль- ная	2021	1,2	5136
УТ-45А-пожарное депо	50	9	ППУ	бесканаль- ная	2014	1,2	5136
УТ-17-ж/д Ленина,19	50	15	ППУ	бесканаль- ная	2011	1,2	5136
УТ-16А-ж/д Ленина,21	50	14	ППУ	бесканаль- ная	2011	1,2	5136
УТ-26-здание Ленина,26	50	36	ППУ	бесканаль- ная	2024	1,6	5136
		495					
УТ-40а-ж/д Попова, 5А	70	7,5	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-39-ж/д Попова, 4А	70	7	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-38-ж/д Попова, 3А	70	5,5	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-37-ж/д Попова, 2А	70	4,5	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136

Наименование участка	Наруж- ный диаметр труб-в на участ- ке $D_h$ , м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, $L$ , м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- цию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке $H$ , м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	12
УТ-36-ж/д Вокзальная, 21А	70	14	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
от УТ-35	70	1	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-64-врезка чер.100, Попова,1	70	4	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	5136
УТ-30А-ж/д Вокзальная,25	70	11	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-27-ж/д Вокзальная,31	70	25	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-86Б-Нахимова, 21	70	3	ППУ	бесканаль- ная	2012	1,2	5136
УТ-114А-офис, Вокзальная,6А	70	76	ППУ	бесканаль- ная	2011	1,2	5136
УТ-70А-УТ-70	70	17	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
УТ-80-д/с Горького,22	70	51	ППУ	бесканаль- ная	2014	1,2	5136
УТ-13-элеватор, ж/д Ленина, 31	70	5	ППУ	бесканаль- ная	2016	1,2	5136
врезка в ППУ 70-УТ-55А	70	16	ППУ	бесканаль- ная	2021	1,2	5136
		247,5					
Переход диаметров 100/80-УТ-31	80	71	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
Переход диаметров 100/80-УТ-28	80	15	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-67-к времянке к УТ-67А	80	4	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
УТ-79-УТ-80	80	76	ППУ	бесканаль- ная	2015	1,2	5136
УТ-16-16А	80	3	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	5136
УТ-89-шк. №5	80	13	ППУ	бесканаль- ная	2017	1,2	5136
УТ-26-ж/д Ленина,26	80	16	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-25-ж/д Ленина,24	80	48	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-26-ж/д Вокзальная,33	80	16	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-41-ж/д Вокзальная,19	80	83	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-15А-ж/д Ленина,23	80	20	ППУ	бесканаль- ная	2011	1,2	5136
УТ-55В-Попова,10	80	50	ППУ	бесканаль- ная	2024	1,2	5136
		415					
УТ-27-переход диам. 100/80	100	2	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-30-УТ-27	100	61	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-30А-переход диам. 100/80	100	2	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-30-УТ30А	100	7	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-73-ж/д Горького,12/1	100	39	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	5136
УТ-86-ж/д Нахимова, 17	100	4	ППУ	бесканаль- ная	2012	1,2	5136

Наименование участка	Наруж- ный диаметр труб-в на участ- ке $D_h$ , м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, $L$ , м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- цию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке $H$ , м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	12
спускник УТ-12	100	3	ППУ	бесканаль- ная	2015	1,2	5136
пер.диам-в 150x100-шк. №2	100	6	ППУ	бесканаль- ная	2016	1,2	5136
УТ-15-15А	100	2	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	5136
УТ-134-с/к Олимп	100	103	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-55Б-УТ-55В-ж/д Попова,8	100	24	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	5136
Т/с ж/д Попова,8-Ленина,37	100	50	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	5136
УТ-8А (спускник) Ленина	100	3	ППУ	бесканаль- ная	2024	1,2	5136
УТ-8-Ленина,47	100	5	ППУ	бесканаль- ная	2024	1,2	5136
УТ-9-врезка в Ду100	100	2	ППУ	бесканаль- ная	2024	1,2	5136
		313					
УТ-54-УТ-30	125	63	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-55-УТ-55А	125	4	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	5136
УТ-76-ж/д Горького, 14	125	4	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-68А-детская пол-ка	125	21	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
УТ-65-ж/д Нахимова,16/1	125	15	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
оп.кот.№13-надземка Ду100	125	184	ППУ	бесканаль- ная	2015	1,2	5136
УТ-84-ж/д Горького, 11	125	29	ППУ	бесканаль- ная	2017	1,2	5136
УТ-91-ФОК Нахимова	125	71	ППУ	бесканаль- ная	2017	1,2	5136
		391					
УТ-81-ж/д Горького, 13/1	150	131	ППУ	бесканаль- ная	2012	1,2	5136
УТ-60-ж/д Горького,2	150	12	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	5136
УТ-134-с/к Импульс	150	4	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-59-ж/д Горького,6	150	12	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-62-ж/д Горького,8	150	15	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-67А-ж/д Горького,7	150	39	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
УТ-67А-ж/д Горького,5	150	22	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
УТ-44-вр. в сущ. тр-д Ду150 Вокз.	150	14	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
СТУ-Факел	150	116	ППУ	бесканаль- ная	2014	1,2	5136
УТ-57-ж/д Нахимова,14А	150	28	ППУ	бесканаль- ная	2014	1,2	5136
УТ-58-ж/д Горького,18	150	15	ППУ	бесканаль- ная	2015	1,2	5136
УТ-68-ж/д Горького,3	150	37	ППУ	бесканаль- ная	2015	1,2	5136

Наименование участка	Наруж- ный диаметр труб-в на участ- ке $D_h$ , м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, $L$ , м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуатацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке $H$ , м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	12
УТ-18-пер.диам-в 150x100	150	33	ППУ	бесканаль- ная	2016	1,2	5136
УТ-85-угол поворота УТ-89А	150	22	ППУ	бесканаль- ная	2017	1,2	5136
УТ-42-Г-обр-к Вокзальная,19	150	56	ППУ	бесканаль- ная	2019	1,2	5136
угол поворота УТ-89А-УТ-89	150	48	ППУ	бесканаль- ная	2017	1,2	5136
УТ-89-УТ-91	150	68	ППУ	бесканаль- ная	2017	1,2	5136
уг.пов.(в р-не УТ-33Б)-УТ-42 Вокз.	150	66	ППУ	бесканаль- ная	2022	1,2	5136
		738					
ЦТП-17-пер.диам.200/250(УТ- 86)	200	272	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	5136
УТ-17-УТ-18	200	22	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	5136
пер.диам.250/200-УТ-59	200	74	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	5136
УТ-59-УТ-61	200	34	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	5136
УТ-68-УТ-67	200	9	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
УТ-67-УТ-70А	200	44	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
УТ-70А-УТ-67А	200	43	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
П-обр. в р-не УТ-44	200	20	ППУ	бесканаль- ная	2014	1,2	5136
УТ-44-УТ-45	200	70	ППУ	бесканаль- ная	2014	1,2	5136
УТ-45-УТ-45А	200	3	ППУ	бесканаль- ная	2014	1,2	5136
УТ-45А-П-обр. в р-не пожарки	200	63	ППУ	бесканаль- ная	2014	1,2	5136
УТ-17-врезка Ф50	200	47	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
врезка Ф50-УТ-134	200	145	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-33-УТ-33Б	200	10	ППУ	бесканаль- ная	2019	1,2	5136
УТ-33Б-уг.поворота врезка 2Д150	200	13	ППУ	бесканаль- ная	2019	1,2	5136
		869					
пер.диам.200/250 x пер.диам.250/300	250	215	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	5136
Перемычка акт №20 от УТ-57	250	9	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
Перемычка до УТ-62	250	65	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-62-УТ-61	250	2	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	5136
УТ-11А-УТ-55	250	70	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	5136
УТ-55-УТ-64	250	8	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	5136
УТ-64-УТ-60	250	15	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	5136
УТ-60-пер.диам.250/200	250	10	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	5136

Наименование участка	Наруж- ный диаметр труб-в на участ- ке $D_h$ , м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, $L$ , м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуатацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке $H$ , м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	12
УТ-14-УТ-69	250	54	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
УТ-69-УТ-68А	250	45	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
УТ-68А-УТ-68	250	65	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
УТ-33А-УТ-43	250	18	ППУ	бесканаль- ная	2019	1,2	5136
		576					
УТ-10-УТ-40А	300	21	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-40А-УТ-40	300	13	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-40-УТ-39	300	24	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-39-УТ-38	300	59	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-38-УТ-37	300	39	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-37-УТ-36	300	42	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-36-УТ-35	300	14	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-35-неподв.опора	300	34	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
Переход диам-в УТ-11А-УТ-11Б	300	12	ППУ	бесканаль- ная	2015	1,2	5136
УТ-11Б-УТ-12	300	107	ППУ	бесканаль- ная	2015	1,2	5136
УТ-12-УТ-13	300	60	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-13-УТ-14	300	64	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-14-УТ-15	300	32	ППУ	канальная	2007	1,2	5136
УТ-15-УТ-16	300	73	ППУ	канальная	2007	1,2	5136
УТ-16-УТ-17	300	67	ППУ	канальная	2007	1,2	5136
УТ-74-73	300	106	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	5136
пер.диам.250/300-УТ-73	300	139	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	5136
УТ-6-УТ-74	300	420	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	5136
Неподв.опора-УТ-33	300	110	ППУ	бесканаль- ная	2019	1,2	5136
УТ-33-УТ-33А	300	3	ППУ	бесканаль- ная	2019	1,2	5136
		1439					
УТ-10-УТ-11	350	101	ППУ	бесканаль- ная	2015	1,2	5136
УТ-11-переход диам-в	350	4	ППУ	бесканаль- ная	2015	1,2	5136
		105					
до УТ-8А подземная	400	23	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	5136
УТ-10-пер.диам.400x300	400	172	ППУ	бесканаль- ная	2020	1,2	5136
УТ-8А-УТ-9-УТ-8	400	52	ППУ	бесканаль- ная	2024	1,2	5136

Наименование участка	Наруж- ный диаметр труб-в на участ- ке $D_h$ , м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, $L$ , м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- цию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке $H$ , м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	12
		247					
		5888,5					
<b>в период с 2004 г. в помещении</b>							
т/с по Нах.,17 после пер.диам	70	39	мин.вата	в помеще- ниии	2017	-	5136
		39					
т/с по Нахимова,17 до пер.диам	100	41	мин.вата	в помеще- ниии	2017	-	5136
		41					
		80					
<b>в период с 2004 г. надземная</b>							
т/с к Станционная, 1А (надзем- ка)	50	32	мин.вата	канальная	2010	-	5136
		32					
надземка Вокзальная-Станц-я	100	35	мин.вата	надземная	2007	-	5136
		35					
от УТ-6 надземная	400	14	НППУ	надземная	2004	-	5136
Котельная №13-УТ-6	400	25	НППУ	надземная	2004	-	5136
		39					
		106					
<b>ВСЕГО ПО КОТ. №13</b>		<b>10170</b>					

**Таблица 1.17 – Протяженность трубопроводов от Котельной №14**

Наимено- вание участка	Наруж- ный диаметр труб-в на участке $D_h$ , м	Длина уч-ка в 2-х трубном исчисле- нии, $L$ , м	Тепло- изо- ляцион- ный матери- ал	Тип проклад- ки	Год ввода в экс- плуа- цию	Сред- няя глу- бина за- ложе- ния до оси труб-в на уч-ке $H$ , м	Темпера- турный график работы т/с с указа- нием Терезки, град. С	Поправ- очный коэффи- циент к нормам теп- ловых потерь, К	Часовые тепловые потери, ккал/ч		Кол- во часов рабо- ты в год, час	Годо- вые тепло- вые поте- ри, Гкал/г од
									по д.	об р.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Сети от котельной №14 (круглодичные)</b>												

*в период 1959 - 1989 год в непроходных каналах и бесканальная*

	50	95	мин.вата	канальная	1983	1,6	130/70 (tcp=110)					
	80	47	мин.вата	канальная	1966	1,6	130/70 (tcp=110)					
	100	9	мин.вата	канальная	1978	1,6	130/70 (tcp=110)					
	125	88	мин.вата	канальная	1978	1,6	130/70 (tcp=110)					
	150	148	мин.вата	канальная	1978	1,6	130/70 (tcp=110)					
	200	48	мин.вата	канальная	1978	1,6	130/70 (tcp=110)					
		435										0,000

*в период 1959 - 1989 год в помещении*

	80	108	мин.вата	в поме- щении	1992	1,6	130/70 (tcp=110)					
	150	104	мин.вата	в поме- щении	1992	1,6	130/70 (tcp=110)					
		212										

Наимено- вание участка	Наруж- ный диаметр труб-в на участке Dн, м	Длина уч-ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Тепло- изо- ляцион- ный матери- ал	Тип проклад- ки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Сред- няя глу- бина за- ложе- ния до оси труб-в на уч-ке H, м	Темпера- турный график работы т/с с указа- нием Тсрезки, град. С	Поправ- очный коэффи- циент к нормам теп- ловых потерь, К	Часовые тепловые потери, ккал/ч		Кол- во часов рабо- ты в год, час	Годо- вые тепло- вые поте- ри, Гкал/г од
									по д.	об р.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b><i>в период 1959 - 1989 год надземная</i></b>												
	20	1	мин.вата	в поме- щении	1992	1,6	130/70 (tcp=110)					
	25	19	мин.вата	в поме- щении	1992	1,6	130/70 (tcp=110)					
	50	9	мин.вата	в поме- щении	1992	1,6	130/70 (tcp=110)					
	70	126	мин.вата	в поме- щении	1992	1,6	130/70 (tcp=110)					
	200	853	мин.вата	в поме- щении	1992	1,6	130/70 (tcp=110)					
	<b>1008</b>											
<b><i>в период 1990 - 1997 год в непроходных каналах</i></b>												
	50	17	мин.вата	канальная	1997	1,6	130/70 (tcp=110)					
	200	132	мин.вата	канальная	1992	1,6	130/70 (tcp=110)					
	<b>149</b>											<b>0,000</b>
<b><i>в период 1990 - 1997 год, надземная</i></b>												
	200	305	мин.вата	надземная	1992	1,6	130/70 (tcp=110)					
	350	99	мин.вата	надземная	1992	1,6	130/70 (tcp=110)					
	<b>404</b>											<b>0,000</b>
<b><i>в период 1998 - 2003 год в непроходных каналах и бесканальная</i></b>												
	80	81	ППУ	беска- нальная	2003	1,2	130/70 (tcp=110)					
	80	2	мин.вата	канальная	1998	1,6	130/70 (tcp=110)					
	150	118	мин.вата	канальная		1,6						
	150	92	ППУ	беска- нальная	2003	1,2	130/70 (tcp=110)					
	200	127	ППУ	беска- нальная	2003	1,2	130/70 (tcp=110)					
	250	101	ППУ	беска- нальная	2003	1,2	130/70 (tcp=110)					
	<b>521</b>											
<b><i>в период 1998 - 2003 год надземная</i></b>												
	50	41	мин.вата	надземная	2000	-	130/70 (tcp=110)					
	80	268	НППУ	надземная	1999	-	130/70 (tcp=110)					
	100	127	мин.вата	надземная	1999	-	130/70 (tcp=110)					
	<b>436</b>											
<b><i>в период с 2004 год канальная</i></b>												
	40	8	мин.вата	канальная	2006	1,6	130/70 (tcp=110)					
	50	72	мин.вата	канальная	2006	1,6	130/70 (tcp=110)					
	70	327	мин.вата	канальная	2004	1,6	130/70 (tcp=110)					
	100	141	мин.вата	канальная	2004	1,6	130/70 (tcp=110)					
	150	125	мин.вата	канальная	2006	1,6	130/70 (tcp=110)					
	<b>673</b>											
<b><i>в период с 2004 год бесканальная</i></b>												

Наимено- вание участка	Наруж- ный диаметр труб-в на участке Dн, м	Длина уч-ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Тепло- изо- ляцион- ный матери- ал	Тип проклад- ки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Сред- няя глу- бина за- ложе- ния до оси труб-в на уч-ке H, м	Темпера- турный график работы т/с с указа- нием Тсрезки, град. С	Поправ- очный коэффи- циент к нормам теп- ловых потерь, К	Часовые тепловые потери, ккал/ч		Кол- во часов рабо- ты в год, час	Годо- вые тепло- вые поте- ри, Гкал/г од
									по д.	об р.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	50	142	ППУ	беска- нальная	2007	1,2	130/70 (tcp=110)					
	70	321	ППУ	беска- нальная	2011	1,2	130/70 (tcp=110)					
	80	203	ППУ	беска- нальная	2007	1,2	130/70 (tcp=110)					
	100	475	ППУ	беска- нальная	2007	1,2	130/70 (tcp=110)					
	125	610	ППУ	беска- нальная	2007	1,2	130/70 (tcp=110)					
	150	659	ППУ	беска- нальная	2007	1,2	130/70 (tcp=110)					
	200	705	ППУ	беска- нальная	2007	1,2	130/70 (tcp=110)					
	250	266	ППУ	беска- нальная	2007	1,2	130/70 (tcp=110)					
	300	318	ППУ	беска- нальная	2007	1,2	130/70 (tcp=110)					
		<b>3699</b>										

*в период с 2004 год надземная*

300	17	мин.вата	надземная	2007	-	130/70 (tcp=110)						
350	28	мин.вата	надземная	2007	-	130/70 (tcp=110)						
400	20	мин.вата	надземная	2014	-	130/70 (tcp=110)						
	<b>65</b>											

*в период с 2004 год, проложенных в помещениях*

150	25	мин.вата	в поме- щении	2005	1,2	130/70(tcp=110)						
	<b>25</b>											
<b>ИТОГО</b>		<b>7627</b>										
		<b>15254</b>										

*Сети от котельной №14 (зимние)*

*в период 1959 - 1989 год в непроходных каналах и бесканальная*

40	26	мин.вата	канальная	1964	1,6	130/70 (tcp=110)						
50	54	мин.вата	канальная	1964	1,6	130/70 (tcp=110)						
70	91	мин.вата	канальная	1964	1,6	130/70 (tcp=110)						
80	16	мин.вата	канальная	1964	1,6	130/70 (tcp=110)						
100	8	мин.вата	канальная	1965	1,6	130/70 (tcp=110)						
	<b>195</b>											

*в период 1959 - 1989 год, надземная*

25	26	мин.вата	надземная	1977	-	130/70 (tcp=110)						
32	0,2	мин.вата	надземная	1977	-	130/70 (tcp=110)						
50	211	мин.вата	надземная	1977	-	130/70 (tcp=110)						
100	68	мин.вата	надземная	1977	-	130/70 (tcp=110)						
	<b>305,2</b>											

*в период 1959 - 1989 год, проложенных в помещениях*

50	35	мин.вата	надземная	1961	-	130/70						
----	----	----------	-----------	------	---	--------	--	--	--	--	--	--

Наимено- вание участка	Наруж- ный диаметр труб-в на участке Dн, м	Длина уч-ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Тепло- изо- ляцион- ный матери- ал	Тип проклад- ки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Сред- няя глу- бина за- ложе- ния до оси труб-в на уч-ке H, м	Темпера- турный график работы т/с с указа- нием Тсрезки, град. С	Поправ- очный коэффи- циент к нормам теп- ловых потерь, К	Часовые тепловые потери, ккал/ч		Кол- во часов рабо- ты в год, час	Годо- вые тепло- вые поте- ри, Гкал/г од
									по д.	об р.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
							(tcp=110)					
100	39	мин.вата	надземная	1961	-		130/70 (tcp=110)					
	74											
<b>в период 1990 - 1997 год в непроходных каналах</b>												
70	28	мин.вата	канальная	1997	1,6		130/70 (tcp=110)					
	28											
<b>в период с 1990-1998 г. надземная</b>												
70	7	мин.вата	надземная	1995	-		130/70 (tcp=110)					
	7											
<b>в период с 1990-1998 г., проложенных в помещениях</b>												
70	40	мин.вата	в поме- щении	1992	-		130/70 (tcp=110)					
125	103	мин.вата	в поме- щении	1995	-		130/70 (tcp=110)					
	143											
<b>в период 1998 - 2003 год в непроходных каналах и бесканальная</b>												
50	10	мин.вата	канальная	2001	1,6		130/70 (tcp=110)					
70	87	ППУ	беска- нальная	2002	1,2		130/70 (tcp=110)					
100	31	мин.вата	канальная	2002	1,2		130/70 (tcp=110)					
100	30	ППУ	беска- нальная	2002	1,2		130/70 (tcp=110)					
150	122	ППУ	беска- нальная	2002	1,2		130/70 (tcp=110)					
	280											
<b>в период 1998 - 2003 год, надземная</b>												
50	3	мин.вата	надземная	1999	-		130/70 (tcp=110)					
	3											
<b>в период 1998 - 2003 год, проложенных в помещениях</b>												
100	24	мин.вата	надземная	1961	-		130/70 (tcp=110)					
	24											
<b>в период с 2004 год канальная</b>												
40	7	мин.вата	канальная	2004	1,6		130/70 (tcp=110)					
50	261	мин.вата	канальная	2004	1,6		130/70 (tcp=110)					
70	134	мин.вата	канальная	2004	1,6		130/70 (tcp=110)					
80	158	мин.вата	канальная	2004	1,6		130/70 (tcp=110)					
125	24	мин.вата	канальная	2004	1,6		130/70 (tcp=110)					
150	27	мин.вата	канальная	2004	1,6		130/70 (tcp=110)					
	611											
<b>в период с 2004 год бесканальная</b>												
50	65	ППУ	беска- нальная	2013	1,2		130/70(tcp=110)					
70	230	ППУ	беска- нальная	2006	1,2		130/70(tcp=110)					

Наимено- вание участка	Наруж- ний диаметр труб-в на участке Dн, м	Длина уч-ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Тепло- изо- ляцион- ный матери- ал	Тип проклад- ки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Сред- няя глу- бина за- ложе- ния до оси труб-в на уч-ке H, м	Темпера- турный график работы т/с с указа- нием Тсрезки, град. С	Поправ- очный коэффи- циент к нормам теп- ловых потерь, К	Часовые тепловые потери, ккал/ч		Кол- во часов рабо- ты в год, час	Годо- вые тепло- вые поте- ри, Гкал/г од
									по д.	об р.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	80	32	ППУ	беска- нальная	2006	1,2	130/70(tcp=110)					
	100	57	ППУ	беска- нальная	2006	1,2	130/70(tcp=110)					
	125	51	ППУ	беска- нальная	2006	1,2	130/70(tcp=110)					
	150	24	ППМИ	беска- нальная	2006	1,2	130/70(tcp=110)					
	<b>459</b>											
<b>в период с 2004 г. надземная</b>												
	70	4	мин.вата	надземная	2012	-	60/50.8	1,2	20		5136	0,493
	125	3	мин.вата	надземная	2012	-	60/50.8	1,2	20		5136	0,370
	125	17	НППУ	надземная	2012	-	60/50.8	1,2	20		513	2,095
	150	78	мин.вата	надземная	2005	-	130/70 (tcp=110)	1,15	29	20	5136	22,574
	<b>102</b>											22,574
<b>ИТОГО</b>		<b>2231,2</b>										
		<b>4462,4</b>										
		<b>19716,4</b>										
<b>Сети от котельной №14 (летние)</b>												
<b>в период с 2004 год канальная</b>												
	150	5	мин.вата	канальная	2005	1,6	130/70(tcp=110)					
		<b>5</b>										
<b>в период с 2004 год бесканальная</b>												
	40	3	ППУ	беска- нальная	2006	1,2	130/70(tcp=110)					
	70	51	ППУ	беска- нальная	2006	1,2	130/70(tcp=110)					
	80	76	ППУ	беска- нальная	2006	1,2	130/70(tcp=110)					
	100	148	ППУ	беска- нальная	2006	1,2	130/70(tcp=110)					
	125	130	ППУ	беска- нальная	2006	1,2	130/70(tcp=110)					
	150	582	ППУ	беска- нальная	2006	1,2	130/70(tcp=110)					
	200	686	ППУ	беска- нальная	2006	1,2	130/70(tcp=110)					
	250	465	ППУ	беска- нальная	2006	1,2	130/70(tcp=110)					
	300	473	ППУ	беска- нальная	2006	1,2	130/70(tcp=110)					
		<b>2614</b>										
<b>ИТОГО</b>		<b>2619</b>										

**Таблица 1.18 – Протяженность трубопроводов от Котельной №15**

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуатацию	Средняя глубина за- ложе- ния до оси труб- в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Сети от котельной №15 (круглодичные)</i>							
<i>в период 1959 - 1989 год в непроходных каналах и бесканальная</i>							
УТ-94-УТ-95	100	51	мин.вата	канальная	1978	1,6	8424
УТ-107Б-надземка	100	75	мин.вата	канальная	1987	1,6	8424
УТ-145-ж/д Советская, 2А	100	18	мин.вата	канальная	1989	1,6	8424
УТ-148-ж/д Советская, 4	100	9	мин.вата	канальная	1970	1,6	8424
УТ-167-УТ-166А	100	27	мин.вата	канальная	1973	1,6	8424
		180					
УТ-165-УТ-166	150	58	мин.вата	канальная	1973	1,6	8424
УТ-213-ж/д Пр.Мира,10	150	18	мин.вата	канальная	1982	1,6	8424
УТ-109-ж/д Московская, 2	150	118	мин.вата	канальная	1976	1,6	8424
		194					
пер.диам-в 150x200-ЦТП-7	200	57	мин.вата	канальная	1985	1,6	8424
		57					
УТ-305-УТ-107А	250	130	мин.вата	канальная	1987	1,6	8424
УТ-107-УТ-107А	250	84	мин.вата	канальная	1987	1,6	8424
		214					
УТ-302-УТ-302А	300	88	мин.вата	канальная	1989	1,6	8424
		88					
		733					
<i>в период 1959 - 1989 год, проложенных в помещении</i>							
т/с ж/д Школьная, 3А	80	60	мин.вата	в помеще- нии	1973	-	8424
		60					
ж/д Полевая, 10	100	72	мин.вата	в помеще- нии	1974	-	8424
ж/д Пр.Мира, 4/2	100	100	мин.вата	в помеще- нии	1974	-	8424
		172					
ж/д Московская, 2	150	12	мин.вата	в помеще- нии	1976	-	8424
		12					
т/с по ж/д Советская, 2	200	14	мин.вата	в помеще- нии	1982	-	8424
		14					
		258					
<i>в период 1959 - 1989 год надземная</i>							
надземка у ж/д Советская, 2	200	84	мин.вата	надземная	1982	-	8424
УТ-302А-УТ-302Б	300	43	мин.вата	надземная	1989	-	8424
УТ-302Б-УТ-302В	300	8	мин.вата	надземная	1989	-	8424
		135					
<i>в период 1990 - 1997 год в непроходных каналах</i>							
УТ-120А-т.Я	100	31	мин.вата	канальная	1990	1,6	8424
		31					
УТ-109А-УТ-109	200	24	мин.вата	канальная	1996	1,6	8424
хирургия-УТ-108	200	15	мин.вата	канальная	1996	1,6	8424
		39					

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
УТ-107А-УТ-107Б	250	58	мин.вата	канальная	1996	1,6	8424
		58					
		128					
УТ-121-УТ-115А	70	31	мин.вата	канальная	1990	1,6	8424
УТ-115А-УТ-115	70	32	мин.вата	канальная	1990	1,6	8424
		63					
<i>в период 1990 - 1997 год, проложенных в помещении</i>							
ж/д Полевая, 10	100	7	мин.вата	в помеще- нии	1996	-	8424
ж/д Полевая, 12	100	15	мин.вата	в помеще- нии	1996	-	8424
		22					
т/с по ЦТП-13	200	20	мин.вата	в помеще- нии	1995	-	8424
хирургия	200	18	мин.вата	в помеще- нии	1996	-	8424
административное здание	200	12	мин.вата	в помеще- нии	1996	-	8424
		50					
		72					
<i>в период 1990 - 1997 год надземная</i>							
УТ-95-магазины Ворошило	80	10	мин.вата	надземная	1993	-	8424
		10					
УТ-302-ЦТП-8	200	55	мин.вата	надземная	1994	-	8424
		55					
т.Б-УТ-235	600	290	мин.вата	надземная	1997	-	8424
УТ-235-т.В	600	147	мин.вата	надземная	1997	-	8424
		437					
УТ-1501-УТ-1502	700	159	мин.вата	надземная	1997	-	8424
УТ-1502-т.Б	700	66	мин.вата	надземная	1997	-	8424
		225					
		727					
<i>в период 1998 - 2003 год в непроходных каналах и бесканальная</i>							
УТ-110-Храм	50	131	ППУ	бесканаль- ная	2002	1,2	8424
т. Я-УТ-1201	50	90	ППУ	бесканаль- ная	2003	1,2	8424
УТ-1201-УТ-1202	50	25	ППУ	бесканаль- ная	2003	1,2	8424
		246					
ж/д Полевая, 12-д/с №9	70	47	мин.вата	канальная	1998	1,6	8424
		47					
УТ-215-ж/д Полевая, 1	100	8	мин.вата	канальная	2002	1,6	8424
УТ-239-ж/д Полевая, 16	100	15	мин.вата	канальная	2003	1,6	8424
УТ-223-ж/д Полевая, 14	100	22	мин.вата	канальная	2003	1,6	8424
УТ-148В-УТ-148Б	100	3	мин.вата	канальная	2003	1,6	8424
УТ-148Б-УТ-148А	100	59	мин.вата	канальная	2003	1,6	8424
		107					
УТ-209-угол пов. к ж/д пр. Мира,8	100	48	ППУ	бесканаль- ная	2001	1,2	8424

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
УТ-94В-УТ-94Б	100	68	ППУ	бесканаль- ная	2002	1,2	8424
УТ-140А-УТ-140	100	33	ППУ	бесканаль- ная	2003	1,2	8424
УТ-140-УТ-141	100	80	ППУ	бесканаль- ная	2003	1,2	8424
УТ-141-УТ-120А	100	93	ППУ	бесканаль- ная	2003	1,2	8424
		322					
УТ-106-УТ-106А	125	29	мин.вата	канальная	2003	1,6	8424
		29					
УТ-215-УТ-213	200	161	ППУ	бесканаль- ная	2001	1,2	8424
		161					
УТ-107-хирургия	200	25	мин.вата	канальная	2000	1,6	8424
		25					
УТ-290-пер. диам. 250x200 ЦТП-5	250	15	мин.вата	канальная	2001	1,6	8424
		15					
УТ-280-ЦТП-4	250	396	ППУ	бесканаль- ная	2003	1,2	8424
		396					
УТ-263-УТ-209	300	174	ППУ	бесканаль- ная	2001	1,2	8424
		174					
УТ-249-УТ-280	350	79	ППУ	бесканаль- ная	2003	1,2	8424
		79					
УТ-290-УТ-263	400	334	ППУ	бесканаль- ная	2001	1,2	8424
		334					
		1935					
<i>в период 1998 - 2003 год, проложенных в помещении</i>							
т/с по Мира, 16 в сторону ж/д 14	100	20	мин.вата	в помеще- нии	2001	-	8424
		20					
т/с по Мира,16	125	18	мин.вата	в помеще- нии	2001	-	8424
		18					
т/с по Мира,16	150	65	мин.вата	в помеще- нии	2001	-	8424
		65					
		103					
<i>в период 1998 - 2003 год надземная</i>							
т.С-аптека, Полевая	70	57	мин.вата	надземная	1998	-	8424
		57					
т.Ш-УТ-110	100	148	НППУ	надземная	2001	-	8424
УТ-142-УТ-140А	100	274	НППУ	надземная	2002	-	8424
		422					
		479					
<i>в период с 2004 год канальная</i>							
УТ-115-УТ-114	50	20	мин.вата	канальная	2023	1,6	8424

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
УТ-121А-УТ121	50	46	мин.вата	канальная	2024	1,6	8424
УТ-114-УТ-114А	50	32	мин.вата	канальная	2024	1,6	8424
		98					
УТ-170-д/с №16	70	3	мин.вата	канальная	2018	1,6	8424
ж/д Школьная, 3А-УТ-170	70	88	мин.вата	канальная	2006	1,6	8424
УТ-236-д/с №8	70	53	мин.вата	канальная	2020	1,6	8424
пер.диам 80x70-МДОУ №8	70	27	ППУ	канальная	2022	1,2	8424
УТ-300-д/с №14, ул. 60 лет СССР,д.2	70	53	ППУ	канальная	2014	1,2	8424
		224					
т.Б1-УТ-230а	80	1	мин.вата	канальная	2007	1,6	8424
ж/д Пр.Мира, 10-12	80	66	мин.вата	канальная	2023	1,6	8424
		67					
т.В-УП у ж/д Полевая, 9	100	1	мин.вата	канальная	2007	1,6	8424
УТ-107-кот. №8	100	6	мин.вата	канальная	2008	1,6	8424
УТ-166-ж/д Школьная, 3А	100	6	мин.вата	канальная	2008	1,6	8424
УТ-213-ж/д Пр.Мира, 8	100	44	мин.вата	канальная	2009	1,6	8424
УТ-222-ж/д Полевая, 10	100	8	мин.вата	канальная	2011	1,6	8424
УТ-94В (врезка в камере)	100	3	мин.вата	канальная	2010	1,6	8424
УТ-222А-ж/д Полевая, 8	100	3	мин.вата	канальная	2014	1,6	8424
УТ-148А-УТ-148	100	16	мин.вата	канальная	2019	1,6	8424
ж/д Пр.Мира, 4/2-Пр.Мира, 2	100	71	мин.вата	канальная	2023	1,6	8424
УТ-110Б-Московская, 7/4	100	50	ППУ	канальная	2024	1,6	8424
		208					
УТ-228-ж/д Полевая, 3	125	11	мин.вата	канальная	2018	1,6	8424
УТ-143-УТ-142	125	29	мин.вата	канальная	2016	1,6	8424
УТ-167А-УТ-167	125	24	мин.вата	канальная	2020	1,6	8424
УТ-209-ж/д пр. Мира,16	125	22	мин.вата	канальная	2020	1,6	8424
		86					
УТ-231-ж/д 60 лет СССР, 4	150	8	мин.вата	канальная	2005	1,6	8424
УТ-166Б-УТ-166	150	41	мин.вата	канальная	2008	1,6	8424
ж/д Московская, 2 - УТ 94	150	6	мин.вата	канальная	2010	1,6	8424
УТ-166А-УТ-166Б	150	49	мин.вата	канальная	2019	1,6	8424
УТ-223-УТ-222А	150	39	мин.вата	канальная	2018	1,6	8424
УТ-227-УТ-223	150	21	мин.вата	канальная	2021	1,6	8424
УТ-168-УТ-167А	150	34	мин.вата	канальная	2023	1,6	8424
		198					
УТ-264-ЦТП-6	200	6	мин.вата	канальная	2009	1,6	8424
врезка в УТ-208	200	5	мин.вата	канальная	2007	1,6	8424
УТ-108-УТ-109А	200	45	мин.вата	канальная	2005	1,6	8424
пер. диам. 250x200 - ЦТП-5	200	10	мин.вата	канальная	2016	1,6	8424
УТ-165А-до надземки, Советская, 2	200	41	мин.вата	канальная	2016	1,6	8424
ЦТП-13-УТ-168	200	29	мин.вата	канальная	2023	1,6	8424
		136					
УТ-165-УТ-165А	250	10	мин.вата	канальная	2016	1,6	8424
		10					

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
Территория больницы-УТ-107	300	47	ППУ	канальная	2022	1,6	8424
		47					
Кот.15-УТ-1500	600	20	мин.вата	канальная	2004	1,6	8424
УТ-1500-УТ-1501	600	29	мин.вата	канальная	2004	1,6	8424
		49					
		<b>1025</b>					
УТ-115А-приют	32	13	мин.вата	канальная	2018	1,6	8424
т. Я-УТ-121А	70	127	мин.вата	канальная	2004	1,6	8424
<i>в период с 2004 год бесканальная</i>							
Спускник УТ-1504 Котельный просезд	40	2	ППУ	бесканаль- ная	2022	1,2	8424
Спускник УТ-138В перемычка	40	2	ППУ	бесканаль- ная	2022	1,2	8424
Спускник УТ-110Б Москов- ская, 7/4	40	2	ППУ	бесканаль- ная	2024	1,2	8424
		6					
УТ-1201-ж/д Центральная, 27	50	139	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-303-УТ-313 (на "Пассаж")	50	4	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	8424
УТ-313-"Пассаж"	50	73	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	8424
УТ-314-пр. Мира, 35	50	67	ППУ	бесканаль- ная	2012	1,2	8424
УТ-283А (спускник у ЦТП №2)	50	3	ППУ	бесканаль- ная	2020	1,2	8424
		286					
УТ-303-УТ-307 (на "Ургу")	70	4	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	8424
УТ-94В-ж/д Московская, 3	70	30	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	8424
УТ-191-детский развл. Центр	70	32	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	8424
УТ-311-Автопаркинг по пр. Мира	70	145	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	8424
УТ-307В-торг.-раз.комп.пр. Ми- ра, 17А	70	119	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
УТ-226-надземка Полевая, 6	70	16	ППУ	бесканаль- ная	2014	1,2	8424
УТ-1503А-здание пожарного депо	70	7	ППУ	бесканаль- ная	2022	1,2	8424
УТ-94Б-здание Институтская, 8А	70	31	ППУ	бесканаль- ная	2023	1,2	8424
		384					
УТ-229-ж/д Полевая, 5	80	13	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-230-пер.диам.80x70 в сторону д/с 8	80	25	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-231-ж/д Полевая, 7	80	8	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-232-ж/д Полевая, 9	80	11	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-94Б-ж/д Институтская, 8Б	80	6	ППУ	бесканаль- ная	2011	1,2	8424
УТ-148А-т/с ППМИ к ж/д Центр.,	80	18	ППМИ	бесканаль-	2013	1,2	8424

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
10				ная			
УТ-214-КДЦ	80	27	ППУ	бесканаль- ная	2014	1,2	8424
УТ-294-УТ-294А от т/с ППМИ к ж/д Центральная, 10	80	18	ППУ	бесканаль- ная	2015	1,2	8424
УТ-255-т.А к Барские,1 Электрон- прибор	80	24	ППУ	бесканаль- ная	2016	1,2	8424
УТ-1503А-з/у автомаст. Котель- ный пр-д	80	37	ППУ	бесканаль- ная	2019	1,2	8424
УТ-294Б-Торговый центр "Копей- ка"	100	14	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-320-ж/д 60 лет СССР, 6	100	4	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-222-шк.№6	100	86	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	8424
УТ-232-УТ-233	100	52	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-220-ж/д Полевая, 4	100	5	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-221-ж/д Мира, 4/1	100	60	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
ж/д Мира,16-ж/д Мира, 14	100	67	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	8424
т.А - УТ1503	100	15	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	8424
опуск (ж/д Полевая,13)-УТ-236	100	49	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	8424
УТ-94-УТ-94В	100	26	ППУ	бесканаль- ная	2010	1,2	8424
ж/д Полевая, 10-12	100	45	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
УТ-215-ж/д Пр.Мира,8	100	15	ППУ	бесканаль- ная	2018	1,2	8424
УТ-233-ж/д Полевая,11	100	25	ППУ	бесканаль- ная	2019	1,2	8424
угол пов. к пр. Мира,8-ж/д Пр.Мира,8	100	9	ППУ	бесканаль- ная	2022	1,2	8424
УТ-1503-УТ-1503А Котельный проезд	100	7	ППУ	бесканаль- ная	2022	1,2	8424
УТ-138-УТ-94Д перемычка	100	207	ППУ	бесканаль- ная	2022	1,2	8424
УТ-106Б (спускник) Новый пр-д	100	1	ППУ	бесканаль- ная	2022	1,2	8424
УТ-110А-УТ-110Б	100	7	ППУ	бесканаль- ная	2024	1,2	8424
		694					
УТ-238-УТ-239	125	10	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	8424
УТ-106А-Администрация	125	16	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	8424
УТ-256А-ж/д Полевая, 29	125	9	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	8424
УТ-320А-т.Ц	125	7	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
УТ-228а-УТ-228	125	25	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
переход диаметров 150/125-УТ- 231	125	33	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-231-УТ-232	125	54	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-232-переход диаметров 125/100	125	4	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-258А-ж/д Павла Блинова,8	125	126	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	8424
УТ-284В-ж/д Барские пруды, 3	125	42	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	8424
УТ-307Б-ж/д Мира, 31, ввод 1	125	37	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	8424
т.Б-ж/д Мира, 31, ввод 2	125	70	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	8424
УТ-312-Спутник	125	57	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	8424
опуск в заборе конторы-УТ-321	125	16	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
УТ-145А-ж/д Центральная, 10А	125	49	ППМИ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
УТ-222А-УТ-222	125	62	ППУ	бесканаль- ная	2014	1,2	8424
УТ-283-УТ-283А-т.А на ГЗУ на шк.1	125	22	ППУ	бесканаль- ная	2020	1,2	8424
т.А на ГЗУ-МОУ СОШ №1	125	24	ППУ	бесканаль- ная	2020	1,2	8424
		663					
т.А-УТ-229	150	94	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-229-УТ-230	150	55	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-230-т.Б	150	3	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-218-уг.повор. ж/д Пр.Мира, 6	150	15	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-219-УТ-220	150	97	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-220-УТ-221	150	51	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-221-ж/д Мира, 4/2	150	3	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-264-отеч.труб-д 159/250	150	98	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-304А-ж/д Мира, 29	150	202	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-207-ЦТП-12	150	53	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	8424
т.В(переход диам.)-УТ-144	150	34	ППМИ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
УТ-144-УТ-145	150	34	ППМИ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
уг.повор. к ж/д Мира,6-ж/д Пр.Мира, 6	150	35	ППУ	бесканаль- ная	2019	1,2	8424
УТ-283-УТ-283А	150	103	ППУ	бесканаль- ная	2020	1,2	8424
УТ-283А-ЦТП 2	150	21	ППУ	бесканаль-	2020	1,2	8424

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
				ная			
Отеч.труб-д 159/250- пер.диам.150x200	150	57	ППУ	бесканаль- ная	2021	1,2	8424
		955					
УТ-216-УТ-215	200	56	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	8424
УТ-1504-ж/д Полевая, 2	200	10	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-169А-ЦТП-13	200	3	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	8424
УТ-244А-УТ-245	200	120	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	8424
УТ-245-УТ-256А	200	107	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	8424
УТ-171А-УТ-172	200	77	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	8424
УТ-227-УТ-228а	200	54	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-228а-т.А	200	6	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
ж/д Полевая, 2-УТ-219	200	49	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-219-УТ-218	200	6	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
т.1-УТ-208	200	20	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-305-ЦТП-10	200	10	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-304-УТ-306А	200	64	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	8424
УТ-306А-т.А	200	8	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	8424
т.А-УТ-307А	200	75	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	8424
УТ-208-УТ-207	200	48	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	8424
УТ-145-УТ-145А	200	27	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	8424
УТ-307А-УТ-311-УТ-307Б	200	97	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	8424
УТ-307Б-т.Б	200	6	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	8424
ж/д Советская, 2-УТ-145	200	22	ППМИ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
УТ-145А-т.А	200	84	ППМИ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
т.А-ЦТП-14	200	6	ППМИ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
т.А-УТ-147	200	17	ППМИ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
УТ-147-УТ-146	200	54	ППМИ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
УТ-146-т.В(переход диам.)	200	23	ППМИ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
УТ-263-УТ-263А	200	14	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	8424
УТ-249-ЦТП-1	200	123	ППУ	бесканаль- ная	2020	1,2	8424

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
УТ-280-УТ-283	200	91	ППУ	бесканаль- ная	2020	1,2	8424
		1277					
т.А-УТ-165	250	52	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	8424
УТ-243-УТ-243А	250	40	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-243А-УТ-244А	250	77	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-263А-УТ-265	250	95	ППМИ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
УТ-265-УТ-264	250	21	ППМИ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
		285					
УТ-1504-УТ-217	300	41	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-208Б-УТ-106	300	78	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	8424
от УТ-171-УТ-169А	300	65	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	8424
УТ-169А-т.А	300	9	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	8424
УТ-217А-УТ-171А	300	117	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	8424
УТ-209-УТ-208а	300	105	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-208А-т.1	300	5	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
т.1-УТ-208Б	300	108	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-304-УТ-305	300	125	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-303-УТ-303А	300	41	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	8424
УТ-303А-переход диаметров	300	2	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	8424
УТ-106-до территории больницы	300	167	ППУ	бесканаль- ная	2022	1,2	8424
		863					
УТ-304А-УТ-304	350	109	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-302В-УТ-303	350	134	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-303-переход диаметров	350	8	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	8424
переход диаметров-УТ-304А	350	4	ППУ	бесканаль- ная	2009	1,2	8424
		255					
УТ-227-УТ-226	400	96	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-226-УТ-1504	400	172	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-300-УТ-301А	400	241	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-301А-УТ-315	400	62	ППУ	бесканаль- ная	2007	1,2	8424
УТ-315-УТ-302	400	81	ППУ	бесканаль-	2007	1,2	8424

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
				ная			
переход диаметра-УТ-299	400	9	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
УТ-299-УТ-295	400	58	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
УТ-295-УТ-300	400	247	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	8424
		966					
т.Г-УТ-227	450	159	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-242-УТ-243	450	279	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	8424
УТ-243-УТ-249	450	23	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	8424
УТ-299А-УТ-320	450	32	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-320-УТ-320А	450	22	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-320А-т.А	450	53	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
т.А-УТ-290	450	60	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
		628					
УТ-235-УТ-238	500	225	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	8424
УТ-238-т.Г	500	23	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-294А-УТ-294Б	500	50	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-294Б-УТ-299А	500	144	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-299А-переход диаметра	500	31	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-242-УТ-294	500	94	ППУ	бесканаль- ная	2015	1,2	8424
УТ-294-угол поворота	500	10	ППУ	бесканаль- ная	2015	1,2	8424
		577					
т.В-УТ-242	600	34	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	8424
		34					
		8220					
УТ-243А-17эт. ж/д Полевая	100	19	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
УТ-243А-17эт. ж/д Полевая	125	19	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	8424
		38					

*в период с 2004 год, проложенных в помещениях*

ж/д Советская, 2 (транзит на стомат.)	50	7	мин.вата	в помеще- нии	2019	-	8424
		7					
т/с по ЦТП-5	125	24	мин.вата	в помеще- нии	2006	-	8424
		24					
ж/д Полевая, 2	250	7	мин.вата	в помеще- нии	2005	-	8424

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
		7					
		38					
<i>в период с 2004 год надземная</i>							
УТ-165Б-Советская,2 (на стома- тол.)	50	1	мин.вата	надземная	2019	-	8424
		1					
УТ-1502 - т.А	100	14	НППМИ	надземная	2023	-	8424
УТ-234-опуск в Ф100 ППУ	100	102	НППУ	надземная	2010	-	8424
		116					
ЦТП-5-УТ-234	125	40	мин.вата	надземная	2006	-	8424
УТ-234-ж/д Полевая, 13	125	11	мин.вата	надземная	2006	-	8424
т.Ц-здание конторы	125	25	мин.вата	надземная	2005	-	8424
Здание конторы - опуск	125	17	мин.вата	надземная	2013	-	8400
		93					
т.Ц-т.Ц1	125	1	НППУ	надземная	2005	-	8424
		1					
		211					
<i>в период с 2004 год канальная</i>							
УТ-321-ж/д №4, ул. 60 лет СССР	100	8	мин.вата	канальная	2010	1,6	8424
ж/д №4, ул. 60 лет СССР-УТ-321	80	8	мин.вата	канальная	2010	1,6	8424
<b>ИТОГО ПРЯМАЯ</b>		14392					
<b>ИТОГО ОБРАТНАЯ</b>		14091					
<i>Сети от котельной №15 (зимние)</i>							
<i>в период 1959 - 1989 год в непроходных каналах и бесканальная</i>							
УТ-104-ж/д Новый проезд, 9	40	12	мин.вата	канальная	?	1,6	5136
УТ-104-ж/д Новый проезд, 11	40	22	мин.вата	канальная	?	1,6	5136
УТ-103А-ж/д Новый проезд, 5	40	10	мин.вата	канальная	1974	1,6	5136
		44					
УТ-102-УТ-102А	50	17	мин.вата	канальная	1974	1,6	5136
УТ-141-УТ-141А	50	1	мин.вата	канальная	1970	1,6	5136
УТ-141-ж/д Центральная, 20	50	33	мин.вата	канальная	1970	1,6	5136
		51					
УТ-144-ЖСК Восток	70	14	мин.вата	канальная	1973	1,6	5136
Ж/д Мира,22-ВНС	70	26	мин.вата	канальная	1974	1,6	5136
		40					
УТ-146-ж/д Институтская, 17	80	8	мин.вата	канальная	1986	1,6	5136
УТ-101-УТ-113	80	33	мин.вата	канальная	?	1,6	5136
ж/д пр-д Десантников,7	80	31	мин.вата	канальная	1984	1,6	5136
		72					
УТ-140А-ж/д Институтская,19	100	45	мин.вата	канальная	1970	1,6	5136
УТ-245-ж/д Полевая,23 вв 2	100	5	мин.вата	канальная	1989	1,6	5136
		50					
ЦТП-7-УТ-298	150	10	мин.вата	канальная	1985	1,6	5136
		10					

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Дн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
ЦТП-6-УТ-297	200	2	мин.вата	канальная	1986	1,6	5136
УТ-250-УТ-252	200	110	мин.вата	канальная	1982	1,6	5136
ЦТП-2-ж/д 60 лет СССР, 5	200	55	мин.вата	канальная	1985	1,6	5136
		167					
		434					
<i>в период 1959 - 1989 год, проложенных в помещении</i>							
т/с ж/д пр-д Десантников, 7	80	2	мин.вата	в помеще- нии	1984	-	5136
		2					
ж/д Школьная, 2	100	14	мин.вата	в помеще- нии	1979	-	5136
ж/д пр-д Десантников, 7	100	7	мин.вата	в помеще- нии	1984	-	5136
		21					
ж/д пр-д Десантников, 7	125	26	мин.вата	в помеще- нии	1984	-	5136
		26					
т/с по ЦТП-7	150	26	мин.вата	в помеще- нии	1985	-	5136
		26					
ж/д 60 лет СССР, 5	200	5	мин.вата	в помеще- нии	1985	-	5136
		5					
		80					
<i>в период 1990 - 1997 год в непроходных каналах</i>							
ж/д Мира 11 - Мира 11А	50	29	мин.вата	канальная	1992	1,6	5136
		29					
ЦТП-5-УТ-296	100	10	мин.вата	канальная	1993	1,6	5136
УТ-296А-ж/д Полевая, 13а	100	15	мин.вата	канальная	1993	1,6	5136
ЦТП-2-УТ-281	100	34	мин.вата	канальная	1996	1,6	5136
УТ-281-УТ-281А	100	83	мин.вата	канальная	1996	1,6	5136
УТ-281А-УТ-282	100	67	мин.вата	канальная	1996	1,6	5136
УТ-282-ж/д Барские пруды, 9	100	8	мин.вата	канальная	1996	1,6	5136
т/с к моргу	100	12	мин.вата	канальная	1996	1,6	5136
ЦТП-10-ж/д Пр. Мира, 17	100	6	мин.вата	канальная	1995	1,6	5136
		235					
УТ-291-УТ-292	200	21	мин.вата	канальная	1997	1,6	5136
		21					
		285					
<i>в период 1990 - 1997 год, проложенных в помещении</i>							
ж/д Мира 11 (врезка на Мира 11А)	50	39	мин.вата	в помеще- нии	1992	-	5136
		39					
ж/д Проезд десантников, 3	125	140	мин.вата	в помеще- нии	1994	-	5136
		140					
		179					
<i>в период 1990 - 1997 год надземная</i>							
магазины Ворошило	80	14	мин.вата	надземная	1993	-	5136
		14					

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуатацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
ЦПП-10-ж/д Пр. Мира, 17	100	28	мин.вата	надземная	1995	-	5136
		28					
		42					
<i>в период 1998 - 2003 год в непроходных каналах и бесканальная</i>							
УТ-99А-ж/д Школьная, 6	50	3	мин.вата	канальная	2002	1,6	5136
УТ-111-Инфекционный корпус	50	21	мин.вата	канальная	2003	1,6	5136
		24					
УТ-140-ДДТ	50	18	ППУ	бесканаль- ная	2003	1,2	5136
		18					
УТ-288-ж/д Барские пруды, 5, вв.4	70	14	мин.вата	канальная	1998	1,6	5136
УТ-288-УТ-289	70	19	мин.вата	канальная	1999	1,6	5136
УТ-289-ж/д Барские пруды, 5, вв.5	70	9	мин.вата	канальная	1999	1,6	5136
УТ-310-ж/д Пр.Мира, 19, вв.2	70	17	мин.вата	канальная	2002	1,6	5136
		59					
УТ-99-УТ-99А	80	46	мин.вата	канальная	2002	1,6	5136
УТ-109А-УТ-108А	80	16	мин.вата	канальная	2003	1,6	5136
УТ-108А-поликлиника	80	9	мин.вата	канальная	2003	1,6	5136
УТ-308-ж/д Пр.Мира, 19, вв.1	80	14	мин.вата	канальная	2002	1,6	5136
		85					
УТ-309-ж/д Пр. Мира, 27	80	72	ППУ	бесканаль- ная	2000	1,2	5136
		72					
УТ-107Б-УТ-112	100	17	мин.вата	канальная	2003	1,6	5136
УТ-112-УТ-111	100	20	мин.вата	канальная	2003	1,6	5136
ж/д Центральная 10А-УТ-148В	100	5	мин.вата	канальная	2003	1,6	5136
т/с Полевая	100	33,5	мин.вата	канальная	2018	1,6	5136
УТ-263-ж/д Полевая, 25, вв.3	100	26	мин.вата	канальная	2018	1,6	5136
		101,5					
УТ-284А-ж/д пр. Павла Блинова, 2	100	56	ППУ	бесканаль- ная	2002	1,2	5136
УТ-284А-ж/д пр. Павла Блинова, 4	100	14	ППУ	бесканаль- ная	2002	1,2	5136
УТ-310-ж/д Пр.Мира, 19, вв.3	100	79	ППУ	бесканаль- ная	2002	1,2	5136
		149					
УТ-284-УТ-284А	125	53	ППУ	бесканаль- ная	2002	1,2	5136
УТ-308-УТ-309	125	59	ППУ	бесканаль- ная	2002	1,2	5136
УТ-309-УТ-310	125	62	ППУ	бесканаль- ная	2002	1,2	5136
		174					
УТ-304-УТ-308	150	46	ППУ	бесканаль- ная	2002	1,2	5136
		46					
		728,5					
<i>в период с 2004 год канальная</i>							
УТ-97-ж/д Московская, 1а	40	3	мин.вата	канальная	2008	1,6	5136
УТ-99-ж/д Школьная, 4	40	3	мин.вата	канальная	2008	1,6	5136

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Средняя глубина за- ложе- ния до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
УТ-103А-надз. ж/д Новый проезд, 7	40	16	мин.вата	канальная	2015	1,6	5136
УТ-98-ж/д Институтская, 6	40	3	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
ж/д 60 лет СССР, 5-молочная кухня	40	32	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
УТ-113-ж/д Новый проезд, 4	40	20	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
УТ-102А-ж/д Новый проезд, 1	40	12	мин.вата	канальная	2018	1,6	5136
УТ-102А-ж/д Новый проезд, 3	40	18	мин.вата	канальная	2018	1,6	5136
УТ-113-ж/д Новый проезд, 2	40	10	мин.вата	канальная	2018	1,6	5136
		117					
УТ-170-ГЖУ	50	55	мин.вата	канальная	2006	1,6	5136
УТ-112-Пищеблок	50	33	мин.вата	канальная	2004	1,6	5136
УТ-103-УТ-103А	50	8	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
пер.диам-в 80x50-УТ-158А	50	33	мин.вата	канальная	2016	1,6	8424
УТ-142А-ж/д Центральной, 12	50	10	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
УТ-263-ж/д Полевая, 25, вв.2	50	12	мин.вата	канальная	2018	1,6	5136
УТ-98-ж/д Институтская, 4	50	55	мин.вата	канальная	2018	1,6	5136
УТ-97-УТ-98	50	40	мин.вата	канальная	2018	1,6	5136
УТ-103-УТ-104	50	73	мин.вата	канальная	2019	1,6	5136
УТ-99А-ж/д Школьная, 8	50	50	мин.вата	канальная	2023	1,6	5136
УТ-96-Московская, 1	50	36	мин.вата	канальная	2024	1,6	5136
		405					
УТ-96А-УТ-96	70	13	мин.вата	канальная	2008	1,6	5136
УТ-298-д/с №21	70	45	мин.вата	канальная	2006	1,6	5136
УТ-100-УТ-99	70	18	мин.вата	канальная	2008	1,6	5136
УТ-94Б-УТ-94Д	70	15	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
УТ-142А-ж/д Школьная, 11	70	24	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
УТ-257-ж/д Полевая, 25А вв 1	70	3	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
УТ-148-ж/д Центральная, 8	70	25	мин.вата	канальная	2019	1,6	5136
УТ-143-ж/д Школьная, 9	70	50	мин.вата	канальная	2019	1,6	5136
пер.д 80x70- ж/д Школьная,2	70	31	мин.вата	канальная	2019	1,6	5136
УТ-95-УТ-96А	70	41	мин.вата	канальная	2022	1,6	5136
УТ-113-УТ-113А	70	4	мин.вата	канальная	2024	1,6	5136
		269					
УТ-252-д/с №22	80	54	мин.вата	канальная	2006	1,6	5136
УТ-262-ж/д Полевая, 25, вв. 1	80	12	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
УТ-270-ж/д Полевая, 19	80	88	мин.вата	канальная	2008	1,6	5136
УТ-96-УТ-97	80	14	мин.вата	канальная	2008	1,6	5136
УТ-167А-ж/д Советская,8А	80	15	мин.вата	канальная	2008	1,6	5136
УТ-166А-ж/д Школьная,1Б	80	13	мин.вата	канальная	2008	1,6	5136
УТ-252-ж/д 60 лет СССР, 9	80	12	мин.вата	канальная	2012	1,6	5136
УТ-252-ж/д 60 лет СССР, 7	80	35	мин.вата	канальная	2013	1,6	5136
ЦПП-1-ж/д Полевая, 15 вв 3	80	18	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
УТ-306-ж/д Пр. Мира, 23	80	33	мин.вата	канальная	2014	1,6	5136
УТ-304-ж/д Пр. Мира, 21	80	48	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
ЦПП-1-ж/д Полевая, 15, вв.1	80	86	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
УТ-257-ж/д Полевая,25А вв 2	80	6	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
УТ-142-школа №1	80	40	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
УТ-307-ж/д Пр. Мира, 25	80	22	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
УТ-166Б-ж/д Школьная, 2А	80	16	мин.вата	канальная	2018	1,6	5136
УТ-147-Школьная, 7А	80	16	мин.вата	канальная	2019	1,6	5136
ж/д Школьная, 2-УТ-100	80	30	мин.вата	канальная	2019	1,6	5136
УТ-101-пер.д.80x70 к ж/д Школь- ная,2	80	52	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
		610					
УТ-101-УТ-102	100	22	мин.вата	канальная	2004	1,6	5136
УТ-102-УТ-103	100	63	мин.вата	канальная	2004	1,6	5136
УТ-169-ж/д Московская, 1Б	100	18	мин.вата	канальная	2008	1,6	8424
УТ-168-ж/д Пр.Мира, 9	100	8	мин.вата	канальная	2008	1,6	8424
УТ-278-ж/д пр. Мира, 18А	100	3	мин.вата	канальная	2013	1,6	5136
УТ-292-шк.№7 вв.1	100	30	мин.вата	канальная	2014	1,6	5136
УТ-256-УТ-257	100	20	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
УТ-251-ж/д 60 лет СССР, 11	100	35	мин.вата	канальная	2020	1,6	5136
УТ-107-кот. №8	100	6	мин.вата	канальная	2008	1,6	5136
Администрация-УТ-106В	100	26	мин.вата	канальная	2024	1,6	5136
УТ-106В-ж/д Пр. Мира, 15	100	4	мин.вата	канальная	2024	1,6	5136
УТ-250-ж/д Полевая, 15, вв.2	100	40	мин.вата	канальная	2024	1,6	5136
		275					
УТ-262-УТ-263	125	34	мин.вата	канальная	2005	1,6	5136
угол поворота-УТ-169	125	58	мин.вата	канальная	2008	1,6	8424
УТ-109-Главный корпус	125	5	мин.вата	канальная	2010	1,6	5136
УТ-292-школа №7, вв.2	125	100	мин.вата	канальная	2014	1,6	5136
УТ-250-УТ-251	125	61	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
УТ-262-УТ-270	125	46	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
УТ-167А-угол поворота	125	28	мин.вата	канальная	2017	1,6	5136
УТ-103-УТ-104А	125	55	мин.вата	канальная	2021	1,6	5136
		387					
ЦТП-3-УТ-262	150	49	мин.вата	канальная	2006	1,6	5136
УТ-297-ж/д Пр.Мира, 20	150	45	мин.вата	канальная	2016	1,6	5136
		94					
т.М-УТ-291	200	48	мин.вата	канальная	2007	1,6	5136
ж/д Полевая, 23-УТ-244Б	200	18	мин.вата	канальная	2023	1,6	5136
УТ-244Б-ЦТП-3	200	8	мин.вата	канальная	2023	1,6	5136
ЦТП-1-УТ-250	200	20	мин.вата	канальная	2024	1,6	5136
		94					
ЦТП-4-УТ-284	250	24	мин.вата	канальная	2006	1,6	5136
		24					
		2275					
<i>в период с 2004 год бесканальная</i>							
УТ-104А-ж/д Новый проезд, 6	40	14	ППМИ	бесканаль- ная	2017	1,2	5136
УТ-104А-ж/д Новый проезд, 8	40	11	ППМИ	бесканаль- ная	2017	1,2	5136
УТ-142А-ж/д Центральная,14	40	80	ППУ	бесканаль- ная	2019	1,2	5136

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Дн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
		105					
УТ-258-ЭЖК Полевая	50	20	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	5136
пер.диам.ППУ70х50-угол пов.к магазин.	50	46	ППУ	бесканаль- ная	2018	1,2	5136
УТ-106-ж/д Новый проезд, 10	50	20	ППУ	бесканаль- ная	2021	1,2	5136
УТ-94Е-ж/д Институтская,6А	50	50	ППУ	бесканаль- ная	2022	1,2	5136
УТ-113А-УТ-113Б-ж/д Школьная, 1А	50	62	ППУ	бесканаль- ная	2024	1,2	5136
		198					
УТ-304-д/с №12	70	46	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	5136
УТ-285-ж/д Барские пруды, 5 (вв.1)	70	14	ППУ	бесканаль- ная	2011	1,2	5136
УТ-287-ж/д Барские пруды, 5 (вв.3)	70	24	ППУ	бесканаль- ная	2011	1,2	5136
УТ-142А-пер.диам.ППУ70х50 на магазин	70	64	ППУ	бесканаль- ная	2011	1,2	5136
		148					
УТ-284А-ж/д Павла Блинова, 6	80	15	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	5136
УТ-306А-УТ-306	80	7	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	5136
УТ-307А-УТ-307	80	9	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	5136
УТ-287-УТ-288	80	59	ППУ	бесканаль- ная	2011	1,2	5136
УТ-282-ж/д Барские пруды, 7	80	36	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
УТ-270-ж/д Полевая, 21	80	29	ППУ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
УТ-147А-УТ-142А	80	186	ППУ	бесканаль- ная	2018	1,2	5136
УТ-169-ж/д Московская, 2Б	80	85	ППУ	бесканаль- ная	2021	1,2	5136
УТ-207-Московская,2А	80	33	ППУ	бесканаль- ная	2024	1,2	5136
		459					
УТ-256-УТ-258	100	74	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	5136
УТ-258-ж/д Полевая, 27Г	100	41	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	5136
УТ-258А-ж/д Полевая, 27А	100	5	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	5136
УТ-284В-ж/д Барские пруды, 1	100	62	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	5136
УТ-286-ж/д Барские пруды, 5 (вв.2)	100	8	ППУ	бесканаль- ная	2011	1,2	5136
УТ-286-УТ-287	100	75	ППУ	бесканаль- ная	2011	1,2	5136
УТ-297-УТ-278	100	23	ППМИ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
УТ-315-ж/д пр. Десантников,5	100	86	ППУ	бесканаль- ная	2014	1,2	5136
УТ-300А-УТ-300Б (без спускника)	100	10	ППУ	бесканаль-	2015	1,2	5136

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тацию	Средняя глубина за- ложения до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
				ная			
УТ-207-пр. Мира,11	100	10	ППУ	бесканаль- ная	2024	1,2	5136
УТ-208-пр. Мира,13	100	13	ППУ	бесканаль- ная	2024	1,2	5136
		407					
УТ-301А-ж/д пр.Десантников, 7	125	37	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	5136
УТ-298-пр. Мира,22	125	72	ППУ	бесканаль- ная	2006	1,2	5136
УТ-256-УТ-258А	125	94	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	5136
УТ-285-УТ-286	125	57	ППУ	бесканаль- ная	2011	1,2	5136
УТ-265-ж/д пр. Мира, 20А	125	49	ППМИ	бесканаль- ная	2013	1,2	5136
		309					
УТ-208Б-УТ-104А	150	65	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	5136
УТ-302-ж/д Пр.десантников, 3	150	24	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	5136
УТ-302Б-ж/д Пр.Мира,24/1	150	42	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	5136
УТ-284-УТ-284А	150	24	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	5136
УТ-284А-УТ-284В	150	72	ППУ	бесканаль- ная	2008	1,2	5136
УТ-284-УТ-285	150	42	ППУ	бесканаль- ная	2011	1,2	5136
УТ-295-ж/д 60 лет СССР,1	150	25	ППУ	бесканаль- ная	2014	1,2	5136
		294					
УТ-291-ж/д пр. Десантник,11	200	143	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	5136
УТ-244А-ж/д Полевая,23 вв 1	200	8	ППУ	бесканаль- ная	2005	1,2	5136
УТ-256А-УТ-256	200	29	ППУ	бесканаль- ная	2004	1,2	5136
		180					
		2100					
<i>в период с 2004 год, проложенных в помещениях</i>							
т/с по дому 60 лет СССР,5	40	37	мин.вата	в помеще- нии	2004	-	5136
		37					
УТ-302-ж/д Пр.десантников,3	150	5	мин.вата	в помеще- нии	2004	-	5136
ж/д Пр. Мира, 24/1	150	16	мин.вата	в помеще- нии	2004	-	5136
т/с по ЦТП-3	150	15	мин.вата	в помеще- нии	2015	-	5136
		36					
ж/д Полевая, 23 вв 1	200	5	мин.вата	в помеще- нии	2005	-	5136
		5					
		78					

Наименование участка	Наруж- ный диаметр тр-в на уч-ке Dн, м	Длина уч- ка в 2-х трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип прокладки	Год ввода в экс- плуа- тиацию	Средняя глубина за- ложе- ния до оси труб-в на уч-ке H, м	Кол-во часов работы в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8
<i>в период с 2004 года надземная</i>							
ж/д Новый проезд, 9	40	8	мин.вата	надземная	2012	-	5136
ж/д Новый проезд, 11	40	8	мин.вата	надземная	2012	-	5136
ж/д Новый проезд, 7	40	6	мин.вата	надземная	2015	-	5136
ж/д Новый проезд, 5	40	3	мин.вата	надземная	2015	-	5136
ж/д Новый проезд, 6	40	3	мин.вата	надземная	2017	-	5136
ж/д Новый проезд, 8	40	3	мин.вата	надземная	2017	-	5136
ж/д Новый проезд, 2	40	3	мин.вата	надземная	2018	-	5136
ж/д Новый проезд, 4	40	3	мин.вата	надземная	2018	-	5136
ж/д Новый проезд, 1	40	3	мин.вата	надземная	2018	-	5136
ж/д Новый проезд, 3	40	3	мин.вата	надземная	2018	-	5136
		43					
ж/д Новый проезд, 10	50	3	мин.вата	надземная	2012	-	5136
		3					
УТ-259А-пр. Мира, 17	100	1	мин.вата	надземная	2024	-	5136
		1					
т/с вдоль ЦПП №3	150	16	мин.вата	надземная	2015	-	5136
		63					
<b>Итого</b>		<b>6266</b>					
<b>ВСЕГО</b> зимних в 1но труб исп.		<b>12531</b>					

**Таблица 1.16 – Протяженность трубопроводов от Котельной №7**

Наименование участка	Наруж- ный диаметр труб-в на участке Dн, м	Длина уч-ка в 1-но трубном исчисле- нии, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип проклад- ки	Год ввода в экс- плуа- тиацию	Средняя глубина за- ложе- ния до оси труб-в на уч-ке H, м	Температур- ный график работы т/с с указанием Терезки, град. С	Кол-во часов рабо- ты в год, час
1	2	3	4	5	6	7	8	12
<i>Сети отопления от котельной №7 зимние</i>								
<i>в период 1998-2003 год канальная</i>								

Ленина, 39-Ленина, 45	100	50	мин. вата	канальная	2001	1,6	95/70	5136
Ленина, 45-Ленина, 47	100	12,5	мин. вата	канальная	2001	1,6	95/70	5136
		62,5						
Ленина, 39-Ленина, 45	80	50	мин. вата	канальная	2001	1,6	95/70	5136
Ленина, 45-Ленина, 47	80	12,5	мин. вата	канальная	2001	1,6	95/70	5136
		62,5						

Котельная №7-ж/д Ленина, 39	100	18	мин. вата	подвал	2001	-	95/70	5136
ж/д Ленина, 45	100	23,2	мин. вата	подвал	2001	-	95/70	5136
		41,2						
Котельная №7-ж/д	80	18	мин. вата	подвал	2001	-	95/70	5136

Наименование участка	Наруж- ный диаметр труб-в на участке Dh, м	Длина уч-ка в 1-но трубном исчислении, L, м	Теплоизо- ляцион- ный материал	Тип проклад- ки	Год ввода в эксплуатацию	Средняя глубина за-ложе-ния до оси труб-в на уч-ке H, м	Температур- ный график работы т/с с указанием Тсрезки, град. С	Кол-во часов рабо- ты в год, час
1 Ленина, 39 ж/д Ленина, 45	2 80	3 23,2 41,2	4 мин. вата	5 подвал	6 2001	7 -	8 95/70	12 5136
<b>ИТОГО</b>		<b>207,4</b>						

*Сети ГВС от котельной №7 круглогодичные*

*в период 1998-2003 год канальная*

Ленина, 39-Ленина, 45 пр.	50	50	мин. вата	канальная	2001	1,6	95/70	5136
Ленина, 39-Ленина, 45 обр.	50	50	мин. вата	канальная	2001	1,6	95/70	5136
Ленина, 45-Ленина, 47 пр.	50	12,5	мин. вата	канальная	2001	1,6	95/70	5136
Ленина, 45-Ленина, 47 обр.	50	12,5	мин. вата	канальная	2001	1,6	95/70	5136
		<i>125</i>						

*в период 1998-2003 год подвальная*

Котельная №7-ж/д Ленина, 39 пр.	50	18	мин. вата	подвал	2001	-	95/70	5136
Котельная №7-ж/д Ленина, 39 обр.	50	18	мин. вата	подвал	2001	-	95/70	5136
ж/д Ленина, 45 пр.	50	23,2	мин. вата	подвал	2001	-	95/70	5136
ж/д Ленина, 45 обр.	50	23,2	мин. вата	подвал	2001	-	95/70	5136
		<i>82,4</i>						
<b>ИТОГО</b>		<b>207,4</b>						

### **1.3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

Запорная арматура в тепловых сетях предусматривается для отключения трубопроводов, ответвлений и перемычек между трубопроводами, секционирования магистральных и распределительных тепловых сетей на время ремонта и промывки тепловых сетей. Установка запорной арматуры предусматривается на всех выводах тепловых сетей от источников теплоты независимо от параметров теплоносителя и диаметров трубопроводов. При этом не допускается дублирования арматуры внутри и вне здания.

Для обеспечения возможности оперативного переключения на тепловых сетях г.о. Фрязино используется секционирующая и запорная арматура, устанавливаемая на ответвлениях от магистральных тепловых сетей к потребителям тепловой энергии. При этом используются стальные задвижки, шаровые клапаны, и дисковые затворы. В последние годы при капитальном ремонте и прокладке новых участков тепловых сетей предпочтение отдается в установке шаровых клапанов. В качестве запорной арматуры на трубопроводах системы отопления в тепловых камерах установлена арматура диаметрами: 32, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 250 мм. Также установлены дренажная арматура диаметром – 25, 32, 40, 50, 80 мм и воздушники диаметром – 15, 20, 25 мм. Количество секционирующих устройств, для линейных частей магистрали, определены требованиям СП и особенностями топологии каждой системы.

Регулирующая арматура на тепловых сетях (в виде стальных задвижек) установлена в теплофикационных колодцах. Регулировка осуществляется вручную. Суммарное количество установленной арматуры на тепловых сетях составляет 2981 ед.

### **1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов**

Конструкции тепловых сетей в зависимости от вида прокладки имеют тепловые камеры и надземные павильоны.

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке в сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном в подземном исполнении из сборных железобетонных конструкций, монолитными или кирпичными, в зависимости от располагаемого в них оборудования, от места расположения камеры (под дорогой или в зеленой зоне) и силовых нагрузок, которые несет строительная конструкция камеры. Размеры камеры от 2x2 до 3x3 в плане и глубиной не менее 2-х метров. Камеры оборудованы приямками, воздуховыпускными и сливными устройствами. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного приямка. Перекрытие камер выполнено из железобетонных плит. В перекрытии оборудовано два или четыре люка. Крышки люков чугунные или железобетонные в зависимости от расположения камеры (железобетонные люки – газоны, чугунные люки – проезжая часть, тротуары).

При надземной прокладке трубопроводов тепловых сетей для обслуживания арматуры предусмотрены стационарные площадки шириной 0,6 м с ограждениями и лестницами.

Для удобства обслуживания крупногабаритной арматуры при надземной прокладке на тепловых сетях размещают павильоны из облегченных металлических конструкций. Здание камер-павильонов одноэтажное, стены кирпичные, общая площадь до 35 м<sup>2</sup>. Для обслуживания электрических задвижек предусмотрено электрооборудование и электроосвещение камер-павильонов. Вся пускорегулирующая аппаратура размещается в специальном щитовом помещении. Предусмотрено

местное управление задвижками и возможность подключения любой системы телемеханики. Подъезды к павильонам теплосети запроектированы от существующих дорог.

Суммарное количество тепловых камер на тепловых сетях составляет 482 ед.

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

В соответствии с п.5 ст.20 Федерального закона от 27.07.2010 № 190 «О теплоснабжении» температурный график системы теплоснабжения утверждается схемой теплоснабжения.

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

Температурный график регулирования тепловой нагрузки разрабатывается из условий суточной подачи тепловой энергии на отопление, обеспечивающей потребность зданий в тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха, а также покрытия тепловой нагрузки горячего водоснабжения. Температура в помещениях должна быть постоянной и находится на уровне не менее +18-20°C.

Тепловая нагрузка в течение отопительного сезона меняется. Поэтому для поддержания требуемого теплового режима тепловую нагрузку необходимо регулировать. Различают центральное (регулирование осуществляется на источнике теплоснабжения – котельная или ТЭЦ), групповое (регулирование отопления группы отапливаемых зданий осуществляется в центральном (ЦП) или групповом (ГП) тепловом пункте) и местное (регулирование осуществляется непосредственно у нагревательных приборов – индивидуальное (ИП) или в местном (МП) тепловом пункте) регулирование отпуска тепла.

В Российской Федерации в городских системах централизованного теплоснабжения принять качественный режим регулирования отпуска тепла, которое дополняется на вводах потребителей местным количественным регулированием. Если тепловая нагрузка у всех потребителей примерно одинакова, то можно ограничиться центральным регулированием. Однако в большинстве случаев тепловая нагрузка неоднородна и поэтому, в этом случае центральное регулирование ведется по характерной отопительной нагрузке или совместной тепловой нагрузке отопления и ГВС для большинства потребителей. Во втором случае расход воды в тепловых сетях увеличивается незначительно по сравнению с регулированием по отопительной нагрузке или вообще не меняется.

В закрытых системах теплоснабжения качественный метод регулирования строится из предположения постоянного расхода воды в системах отопления в течение всего сезона, что стабилизирует гидравлический режим сети. Это является преимуществом качественного метода регулирования отпуска тепла.

Недостаток качественного метода регулирования состоит в том, что он не всегда удовлетворяет условиям всех потребителей, так как температурный расчет количества тепла строится по типовому абоненту.

В г.о. Фрязино для регулирования отпуска тепловой энергии от тепловых источников в тепловые сети используется качественное центральное регулирование по отопительно-вентиляционной нагрузке с расчетными параметрами теплоносителя, то есть при постоянном расходе теплоносителя изменяется его температура.

Традиционно системы отопления жилых и общественных зданий проектируются и эксплуатируются исходя из внутреннего расчетного графика обычно 95/70°C с элеваторным качественным

регулированием температуры теплоносителя, поступающего в отопительные приборы. Этим как бы жестко фиксируется температура теплоносителя, возвращаемого на источник теплоснабжения, и на ее возможное снижение влияет лишь наличие в зданиях, закрытых или открытых систем ГВС. Поэтому, в практическом плане, стремление к снижению затрат на транспорт теплоносителя от источника к потребителю сводится к выбору оптимальной температуры нагрева теплоносителя на источнике.

Выбор оптимального температурного графика зависит от дальности транспорта теплоты, которая характеризуется удельными затратами электроэнергии на перекачку теплоносителя, и от величины тепловых потерь в сетях. Рост тепловых потерь в сетях приводит к снижению температурного графика, а увеличение расхода энергии на перекачку теплоносителя, при увеличении его расхода в сети либо дальности транспортировки, вызывает повышение температурного графика.

В зависимости от условий эксплуатации системы теплоснабжения производится срезка температурного графика отпуска тепла потребителям. При этом должен обеспечиваться стабильный гидравлический режим системы, не требующий переналадки сетей и абонентских узлов.

Расчет эксплуатационного температурного графика должен производиться для конкретных условий эксплуатации систем теплоснабжения перед предстоящим отопительным сезоном.

Выбор графиков обоснован тепловой нагрузкой отопления, надежностью оборудования источника тепловой энергии, отсутствием температурных регуляторов на вводах потребителей и близким расположением абонентов тепловой сети.

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течении отопительного периода внешних климатических условий и заданной температуре горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения, при изменяющемся в течение суток расходе этой воды. Системы теплоснабжения городского округа проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Отпуск тепловой энергии в тепловые сети осуществляется по принципу качественного регулирования, путем изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе в соответствии с прогнозируемой температурой наружного воздуха. Выбор графика отпуска тепла обусловлен тем, что оборудование источников, тепловых сетей (компенсаторы и неподвижные опоры) и потребителей не рассчитано на более высокую температуру теплоносителя. Применение более высокого температурного графика отпуска тепла невозможно без значительных инвестиций в источники, сети и тепловые пункты потребителей.

Метод регулирования отпуска тепловой энергии в котельных – центральный качественный, по температурному графику регулирования отопительной нагрузки:

- котельная №№7,11 – с параметрами теплоносителя 95/70  $^{\circ}\text{C}$ ;
- котельные №№13, 14 и 15 – с параметрами теплоносителя 115/70  $^{\circ}\text{C}$ ;
- на время плановой остановки котельной №15, ЦТП №11, обеспечивающий потребности большинства городка горячей водой, переключается через перемычку, от котельной №14 ) и работает 8712 часов в год.
- параметры теплоносителя в трубопроводах тепловой сети отопления после ЦТП №8 (тепловая сеть котельной №15) – 95/70  $^{\circ}\text{C}$  (при температуре наружного воздуха для проектирования отопления).
- температурные графики тепловых сетей горячего водоснабжения от котельной №11 и после ЦТП котельных №№14 и 15 – 65/55  $^{\circ}\text{C}$ .

Обоснованность температурных графиков теплоносителя определяется способом подклю-

чения теплопотребляющих установок абонентов к тепловым сетям систем централизованного теплоснабжения. Подключение систем отопления потребителей централизованного теплоснабжения в г.о. Фрязино к тепловым сетям осуществляется как по зависимой, так и по независимой схеме через ЦТП и ИТП расположенных непосредственно у потребителя. Пропускная способность существующих трубопроводов тепловых сетей соответствует выбранному температурному графику отпуска теплоносителя.

### **1.3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети**

Действующие температурные графики разработаны для городского округа в соответствии с местными климатическими условиями. На графиках отражена зависимость температуры прямой сетевой воды в зависимости от температуры наружного воздуха.

Утвержденные графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети от источников тепловой энергии АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» представлены на рисунках 1.8-1.12.

УТВЕРЖДАЮ  
 Главный инженер  
 АО "ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО"  
 А.В.Лангай  
 "01" ноября 2022 г

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК 95-70°C  
 КОТЕЛЬНАЯ №11

Наружная температура воздуха, °C	Значение температуры воды, °C	
	в подающей линии тепловой сети (T1)	в обратной линии тепловой сети (T2)
-26	95,0	70,0
-25	93,5	69,1
-24	92,1	68,2
-23	90,6	67,3
-22	89,1	66,4
-21	87,6	65,5
-20	86,2	64,6
-19	84,7	63,6
-18	83,2	62,7
-17	81,7	61,8
-16	80,1	60,8
-15	78,6	59,9
-14	77,1	58,9
-13	75,5	57,9
-12	74,0	57,0
-11	72,4	56,0
-10	70,9	55,0
-9	69,3	54,0
-8	67,7	53,0
-7	66,1	51,9
-6	64,5	50,9
-5	62,9	49,9
-4	61,3	48,8
-3	59,7	47,7
-2	58,0	46,6
-1	56,3	45,5
0	54,7	44,4
1	53,0	43,3
2	51,3	42,2
3	49,5	41,0
4	47,8	39,8
5	46,0	38,6
6	44,2	37,4
7	42,4	36,2
8	40,6	34,9

Начальник ПТС

В.В. Решетникова

Рисунок 1.8 – Температурный график от Котельной №11

**УТВЕРЖДАЮ**  
**Главный инженер**  
**АО "ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО"**  
**"Теплосеть Фрязино"**  
**А.В.Лангай**  
**"01" ноября 2022 г**



**ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК 115-70°C**  
**КОТЕЛЬНАЯ №13**

<i>Наружная температура воздуха, °C</i>	<i>Значение температуры воды, °C</i>		
	<i>в подающей линии тепловой сети (T1)</i>	<i>в обратной линии тепловой сети (T2)</i>	<i>в подающей линии системы отопления (T3)</i>
-26	115,0	70,0	95,0
-25	113,3	69,2	93,7
-24	111,6	68,5	92,5
-23	109,9	67,7	91,2
-22	108,2	67,0	89,9
-21	106,5	66,2	88,6
-20	104,8	65,4	87,3
-19	103,1	64,7	86,0
-18	101,4	63,9	84,7
-17	99,6	63,1	83,4
-16	97,9	62,3	82,1
-15	96,2	61,5	80,8
-14	94,4	60,7	79,4
-13	92,7	59,9	78,1
-12	90,9	59,1	76,8
-11	89,2	58,2	75,4
-10	87,4	57,4	74,1
-9	85,6	56,6	72,7
-8	83,9	55,7	71,4
-7	82,1	54,9	70,0
-6	80,3	54,0	68,6
-5	78,5	53,2	67,2
-4	76,7	52,3	65,8
-3	74,8	51,4	64,4
-2	73,0	50,5	63,0
-1	71,2	49,6	61,6
0	70,0	49,2	60,7
1	70,0	49,6	60,9
2	70,0	49,9	61,1
3	70,0	50,3	61,3
4	70,0	50,7	61,4
5	70,0	51,1	61,6
6	70,0	51,5	61,8
7	70,0	51,9	62,0
8	70,0	52,3	62,1

Начальник ПТС

В.В. Решетникова

Рисунок 1.9 – Температурный график от Котельной №13

УТВЕРЖДАЮ  
 Главный инженер  
 АО "ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО"  
 А.В.Лангай  
 "01" ноября 2022 г



**ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК 115-70°C**  
**КОТЕЛЬНАЯ №14**

Наружная температура воздуха, °C	Значение температуры воды, °C		
	в подающей линии тепловой сети (T1)	в обратной линии тепловой сети (T2)	в подающей линии системы отопления (T3)
-26	115,0	70,0	95,0
-25	113,3	69,2	93,7
-24	111,6	68,5	92,5
-23	109,9	67,7	91,2
-22	108,2	67,0	89,9
-21	106,5	66,2	88,6
-20	104,8	65,4	87,3
-19	103,1	64,7	86,0
-18	101,4	63,9	84,7
-17	99,6	63,1	83,4
-16	97,9	62,3	82,1
-15	96,2	61,5	80,8
-14	94,4	60,7	79,4
-13	92,7	59,9	78,1
-12	90,9	59,1	76,8
-11	89,2	58,2	75,4
-10	87,4	57,4	74,1
-9	85,6	56,6	72,7
-8	83,9	55,7	71,4
-7	82,1	54,9	70,0
-6	80,3	54,0	68,6
-5	78,5	53,2	67,2
-4	76,7	52,3	65,8
-3	74,8	51,4	64,4
-2	73,0	50,5	63,0
-1	71,2	49,6	61,6
0	70,0	49,2	60,7
1	70,0	49,6	60,9
2	70,0	49,9	61,1
3	70,0	50,3	61,3
4	70,0	50,7	61,4
5	70,0	51,1	61,6
6	70,0	51,5	61,8
7	70,0	51,9	62,0
8	70,0	52,3	62,1

Начальник ПТС

В.В. Решетникова

Рисунок 1.10 – Температурный график от Котельной №14

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер  
АО "ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО"  
А.В.Лангай  
"01" ноября 2022 г

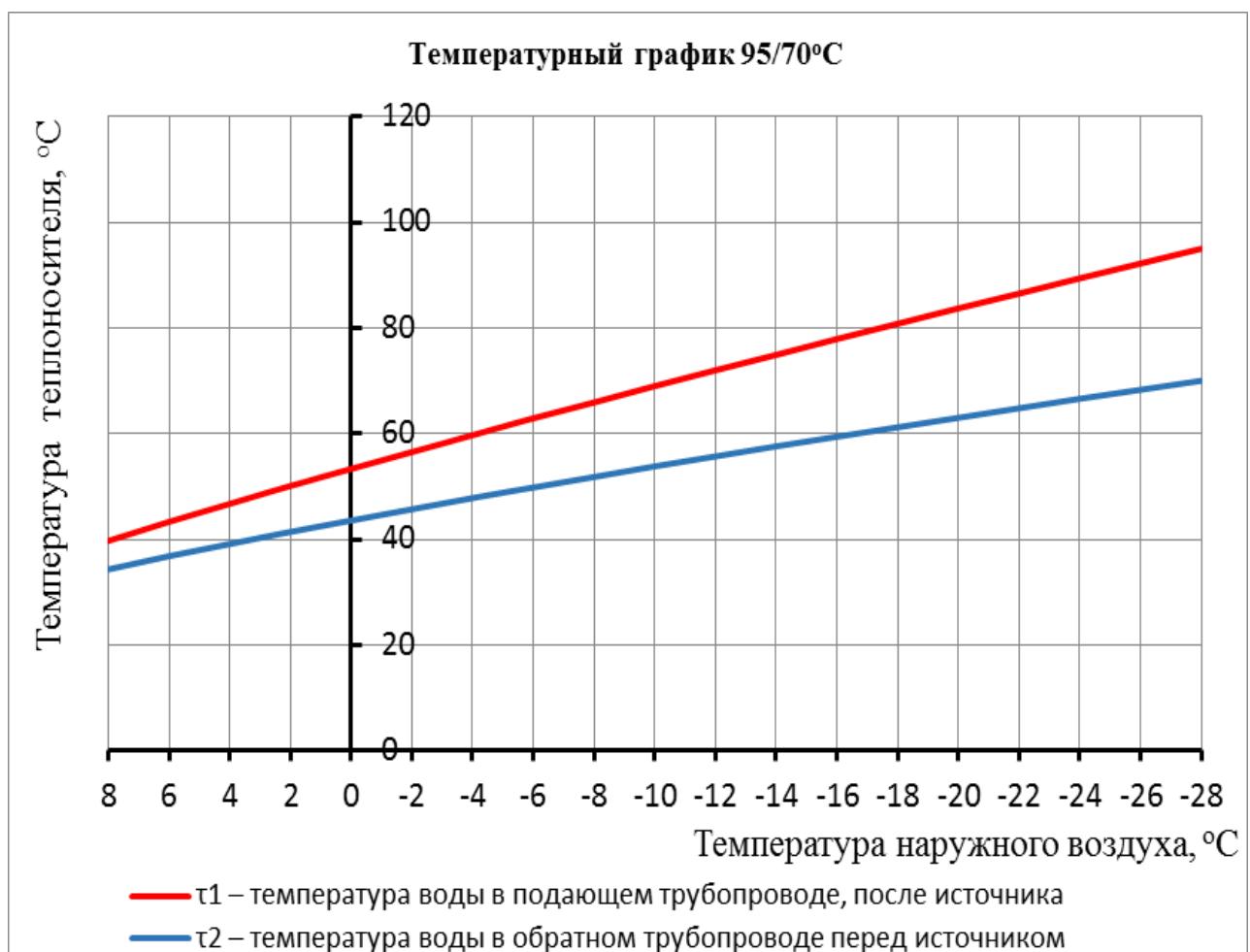
ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК 115-70°C  
КОТЕЛЬНАЯ №15

Наружная температура воздуха, °C	Значение температуры воды, °C		
	в подающей линии тепловой сети (T1)	в обратной линии тепловой сети (T2)	в подающей линии системы отопления (T3)
-26	115,0	70,0	95,0
-25	113,3	69,2	93,7
-24	111,6	68,5	92,5
-23	109,9	67,7	91,2
-22	108,2	67,0	89,9
-21	106,5	66,2	88,6
-20	104,8	65,4	87,3
-19	103,1	64,7	86,0
-18	101,4	63,9	84,7
-17	99,6	63,1	83,4
-16	97,9	62,3	82,1
-15	96,2	61,5	80,8
-14	94,4	60,7	79,4
-13	92,7	59,9	78,1
-12	90,9	59,1	76,8
-11	89,2	58,2	75,4
-10	87,4	57,4	74,1
-9	85,6	56,6	72,7
-8	83,9	55,7	71,4
-7	82,1	54,9	70,0
-6	80,3	54,0	68,6
-5	78,5	53,2	67,2
-4	76,7	52,3	65,8
-3	74,8	51,4	64,4
-2	73,0	50,5	63,0
-1	71,2	49,6	61,6
0	70,0	49,2	60,7
1	70,0	49,6	60,9
2	70,0	49,9	61,1
3	70,0	50,3	61,3
4	70,0	50,7	61,4
5	70,0	51,1	61,6
6	70,0	51,5	61,8
7	70,0	51,9	62,0
8	70,0	52,3	62,1

Начальник ПТС

В.В. Решетникова

Рисунок 1.11 – Температурный график от Котельной №15



**Рисунок 1.12 – Температурный график от Котельной №7**

Необходимость в изменении температурных графиков отпуска тепловой энергии на источниках теплоснабжения отсутствует.

### 1.3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

При проведении работы, были воспроизведены характеристики режима эксплуатации тепловых сетей г.о. Фрязино. В расчетную основу были заложены исходные величины элементов сети теплоснабжения – диаметры и длины теплопроводов, расчетные тепловые нагрузки присоединенных абонентов. Вместе с тем были использованы и технические характеристики режима эксплуатации на источниках теплоснабжения. Анализ гидравлических расчетов для систем теплоснабжения производится на максимально возможную (на расчетную температуру наружной среды) нагрузку потребителей.

Принятый качественный режим регулирования отпуска тепла отопительной нагрузки заключается в изменении температуры сетевой воды в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха, и при этом гидравлический режим работы системы теплоснабжения остается неизменным, т.е. он не должен претерпевать изменений в течение всего отопительного периода.

Результатом гидравлического расчета является определение расходов теплоносителя на данном участке, соответствующих известным диаметрам труб и выбранным значениям перепадов давления, отнесенными к одному метру длины трубы. Такие расчеты необходимы при рассмотрении аварийных режимов работы тепловых сетей, а также при разработке проектов их расширения и реконструкции.

Несмотря на то, что нормативными документами не регламентируется предельно допустимый уровень удельных гидравлических потерь, существуют рекомендации в различных справочниках. Ими устанавливаются следующие величины удельных потерь:

- 8 мм/м — для магистральных тепловых сетей;
- 15 мм/м — для распределительных тепловых сетей;
- 30 мм/м — для квартальных тепловых сетей.

Превышение рекомендованных значений допускается, однако, это влечет за собой увеличение расхода электроэнергии на привод насосного оборудования.

Как и в случае с удельными потерями давления, допустимые значения скоростей не регламентируются. Существующие рекомендации устанавливают диапазон оптимальных скоростей от 0,3 м/с до 1,5 м/с. При уменьшении скорости будут расти тепловые потери, а при увеличении — гидравлические.

При изучении режима давлений используют пьезометрические графики, на которых наносят рельеф местности по разрезам вдоль тепловых трасс, указывают высоту присоединяемых зданий, напор в подающих и обратных линиях теплопроводов.

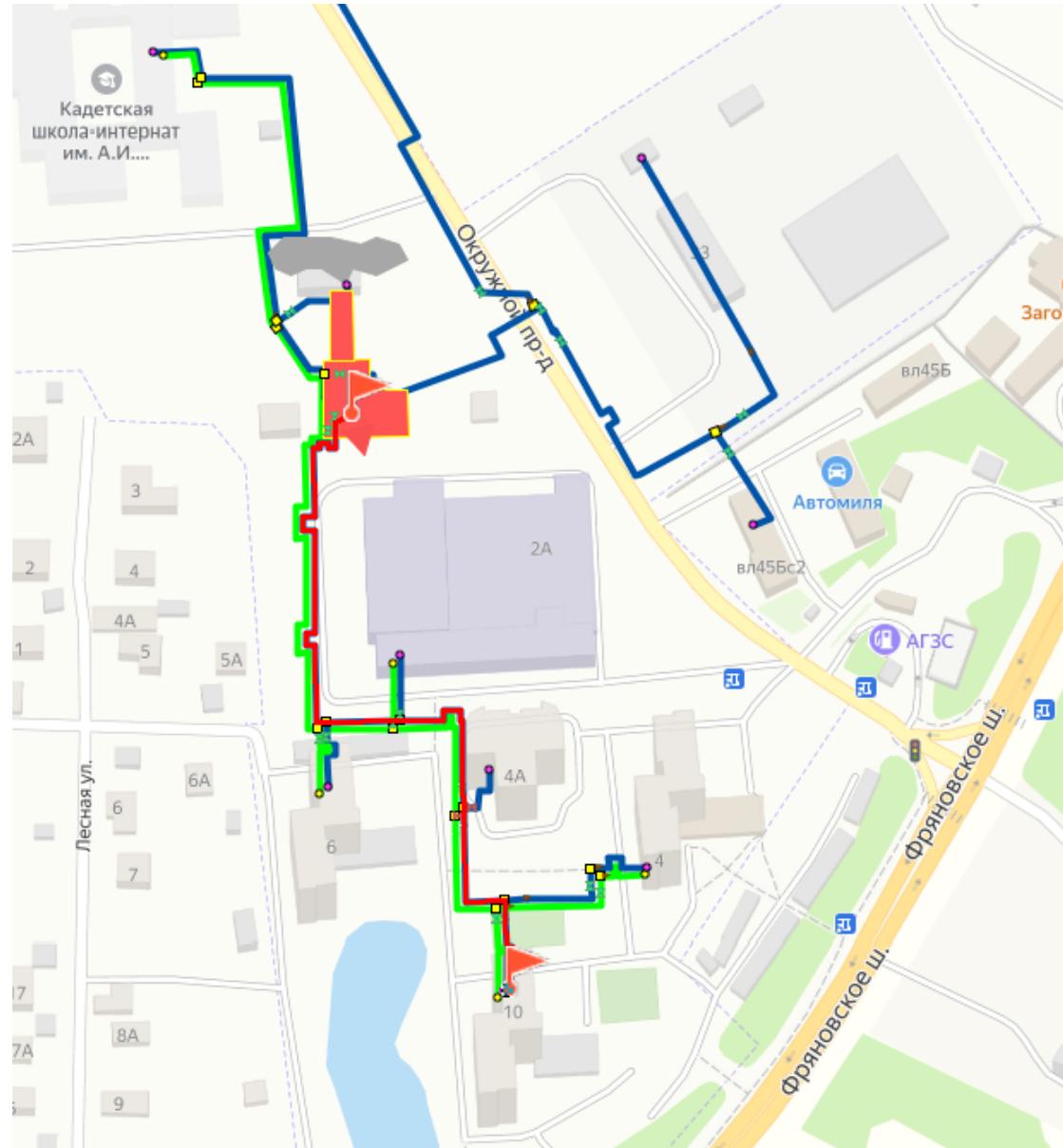
Расчеты для проверки гидравлических режимов работы тепловых сетей проведены с использованием электронной модели, разработанной с использованием геоинформационного комплекса Zulu и программно-расчетного комплекса ZuluThermo версии 2021.

Примеры построения пьезометрических графиков от теплоисточников г.о. Фрязино представлены на рисунках 1.13-1.22.

В результате анализа гидравлических расчетов на основании построенных пьезометрических графиков участков тепловых сетей от источников тепловой энергии был сделан вывод о достаточной пропускной способности тепловых сетей системы теплоснабжения в целом.



Рисунок 1.13 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №11 – Окружной проезд, 10



**Рисунок 1.14** – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №11 – Окружной проезд, 10

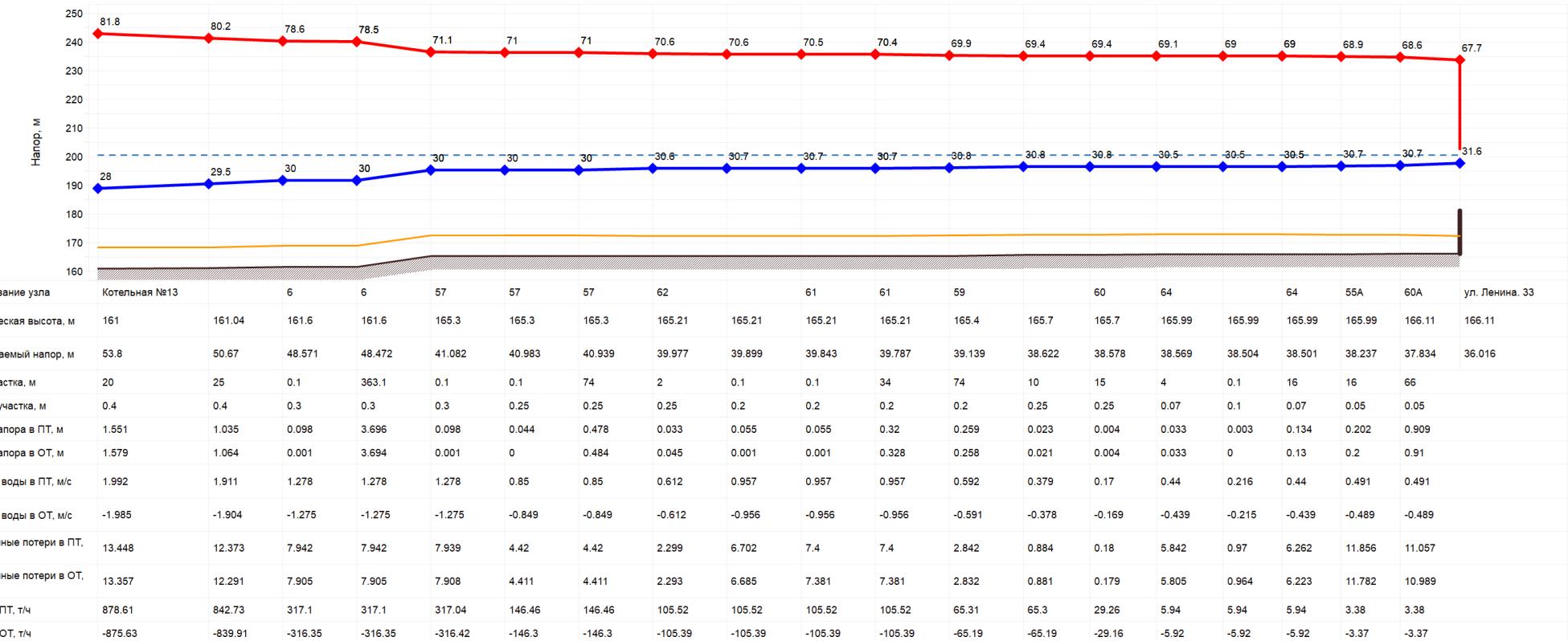


Рисунок 1.15 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №13 – ул. Ленина, 33

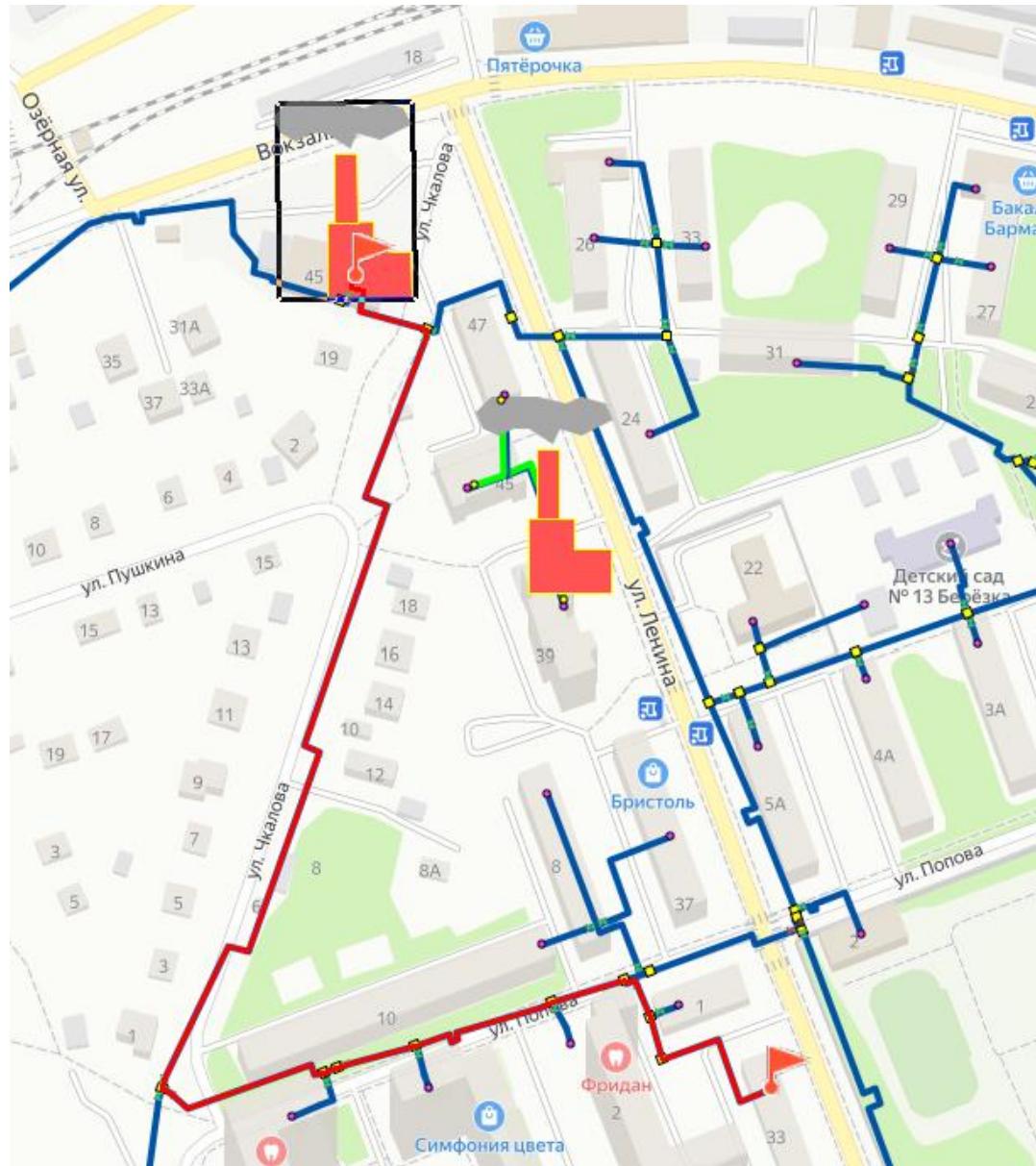


Рисунок 1.16 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №13 – ул. Ленина, 33

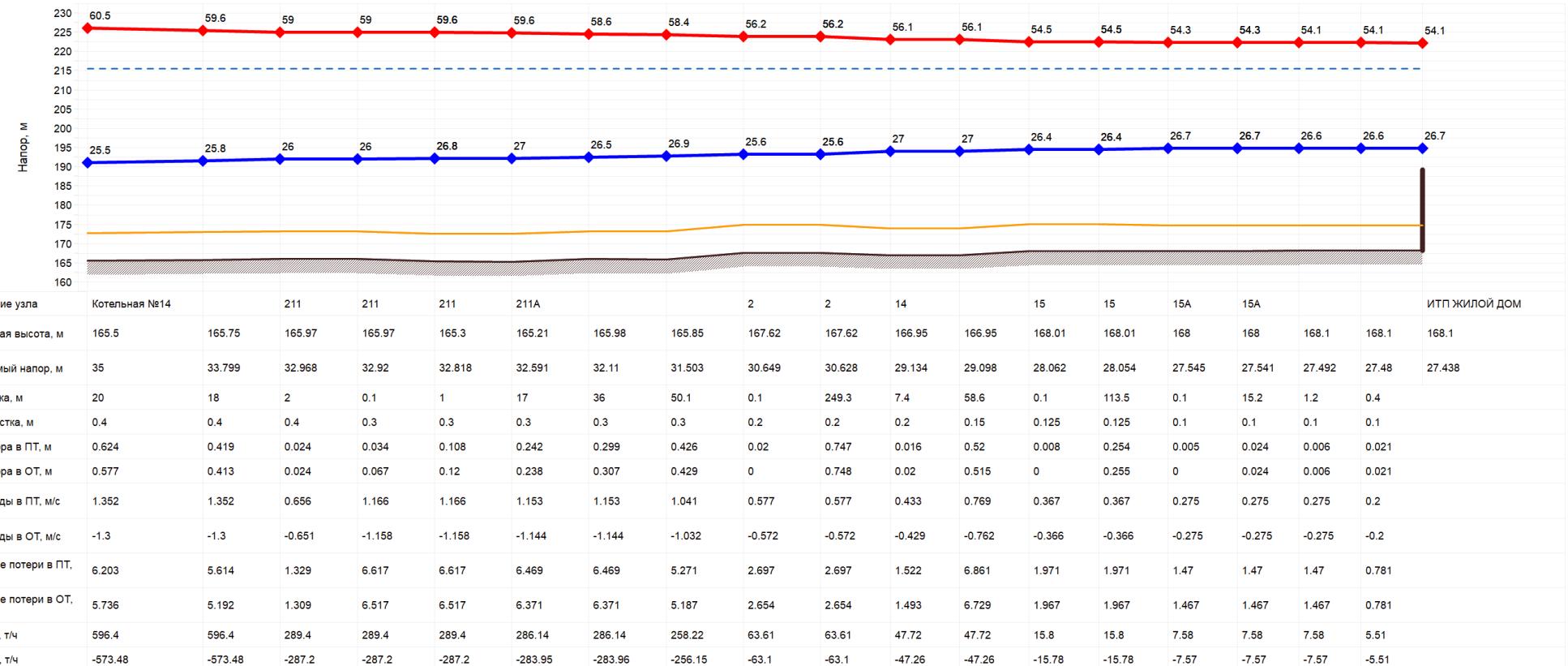


Рисунок 1.17 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №14 – ИТП Жилой дом (ул. Октябрьская, 7)

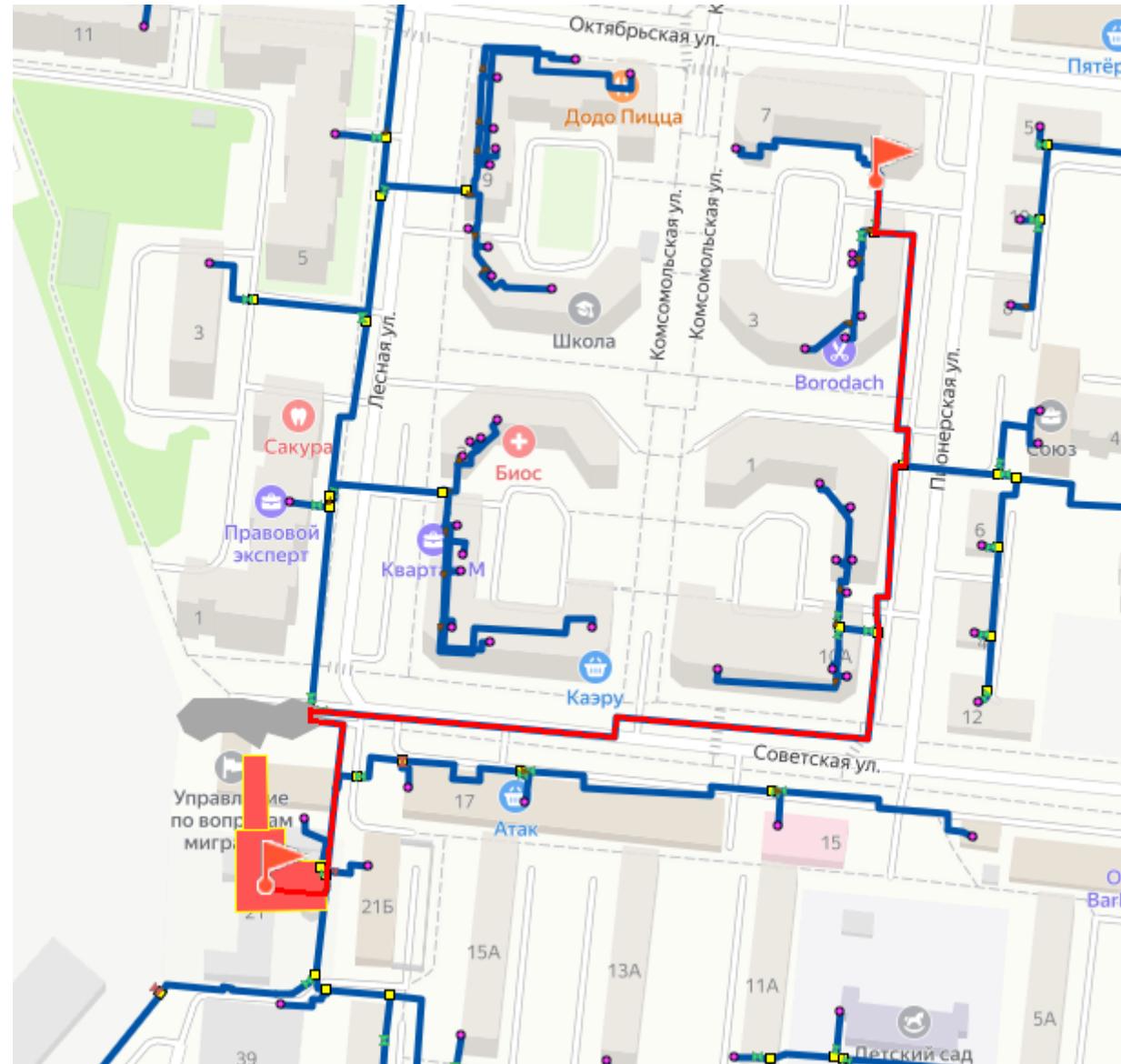
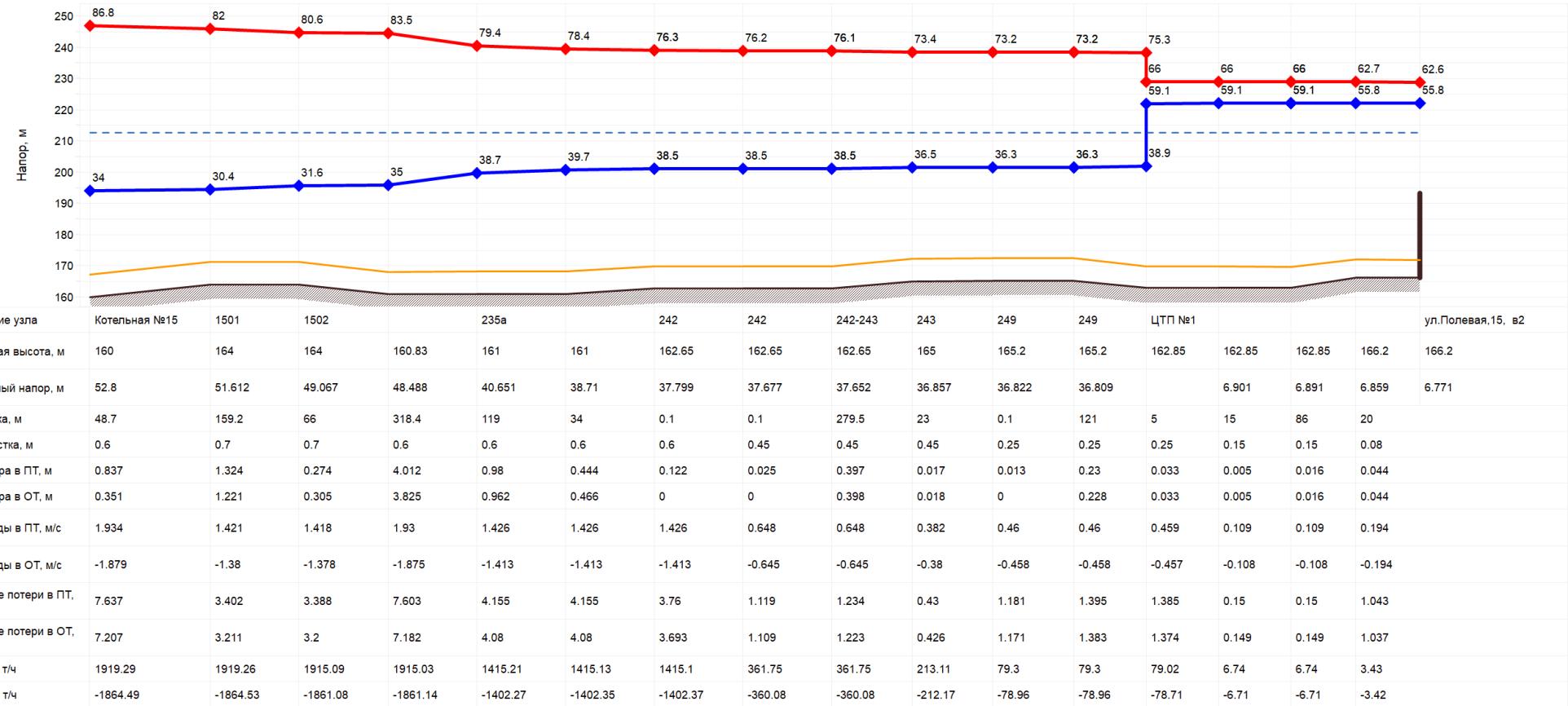
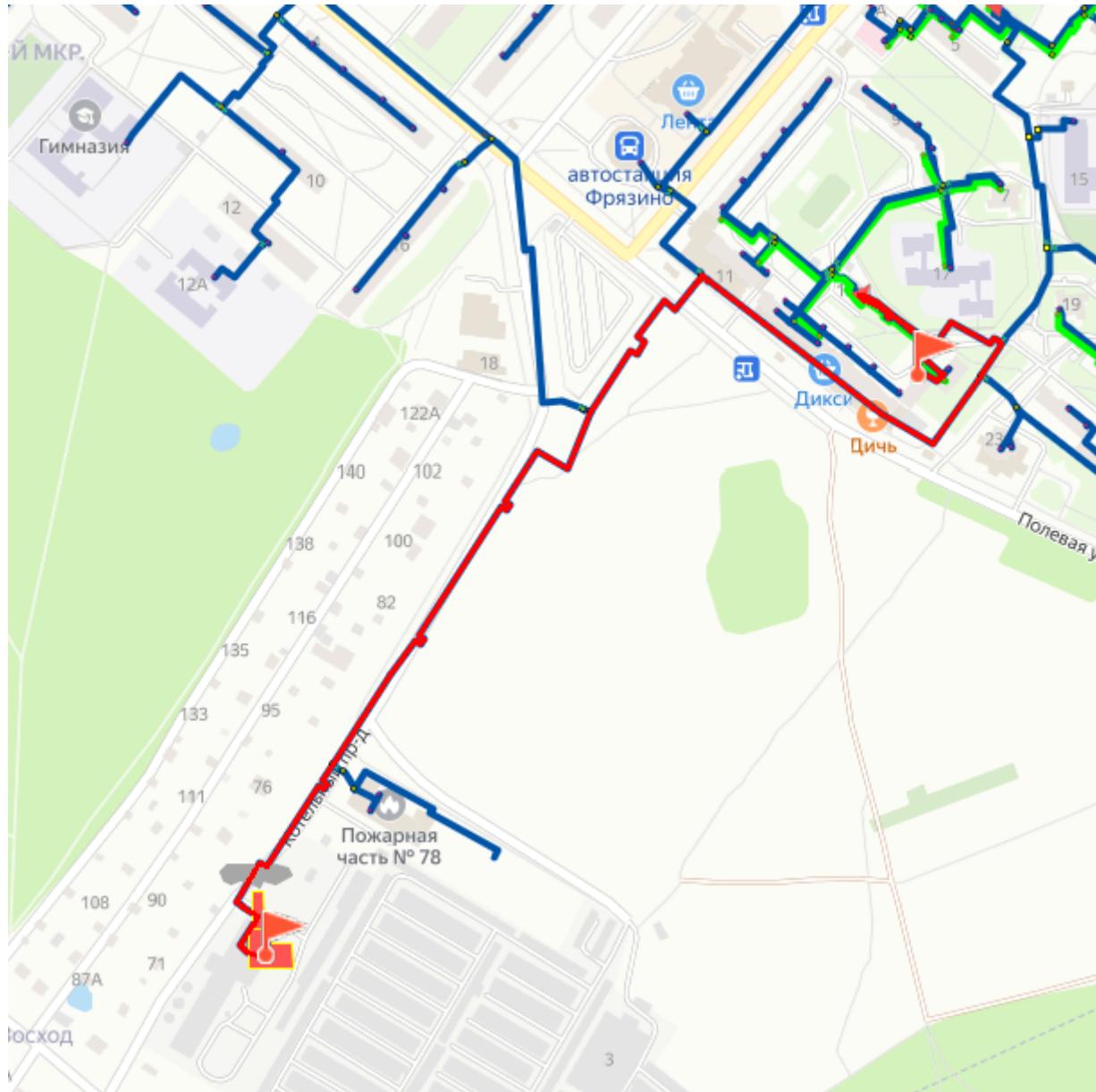


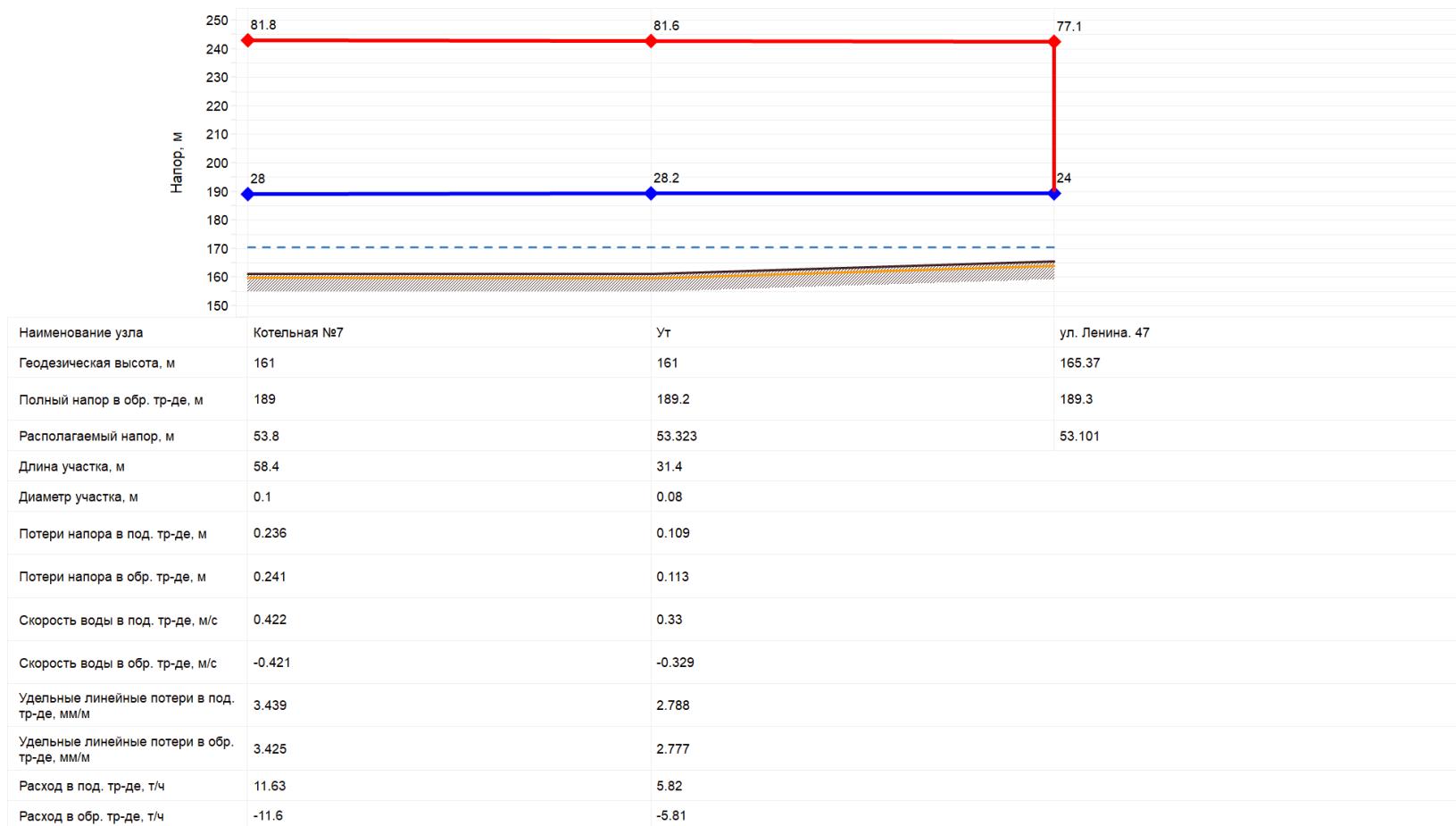
Рисунок 1.18 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №14 – ИТП Жилой дом (ул. Октябрьская, 7)



**Рисунок 1.19 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №15 – ул. Полевая, 15**



**Рисунок 1.20** – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №15 – ул. Полевая, 15



**Рисунок 1.21 – Пьезометрический график для участка тепловых сетей от котельной №7 – ул. Ленина, 47**

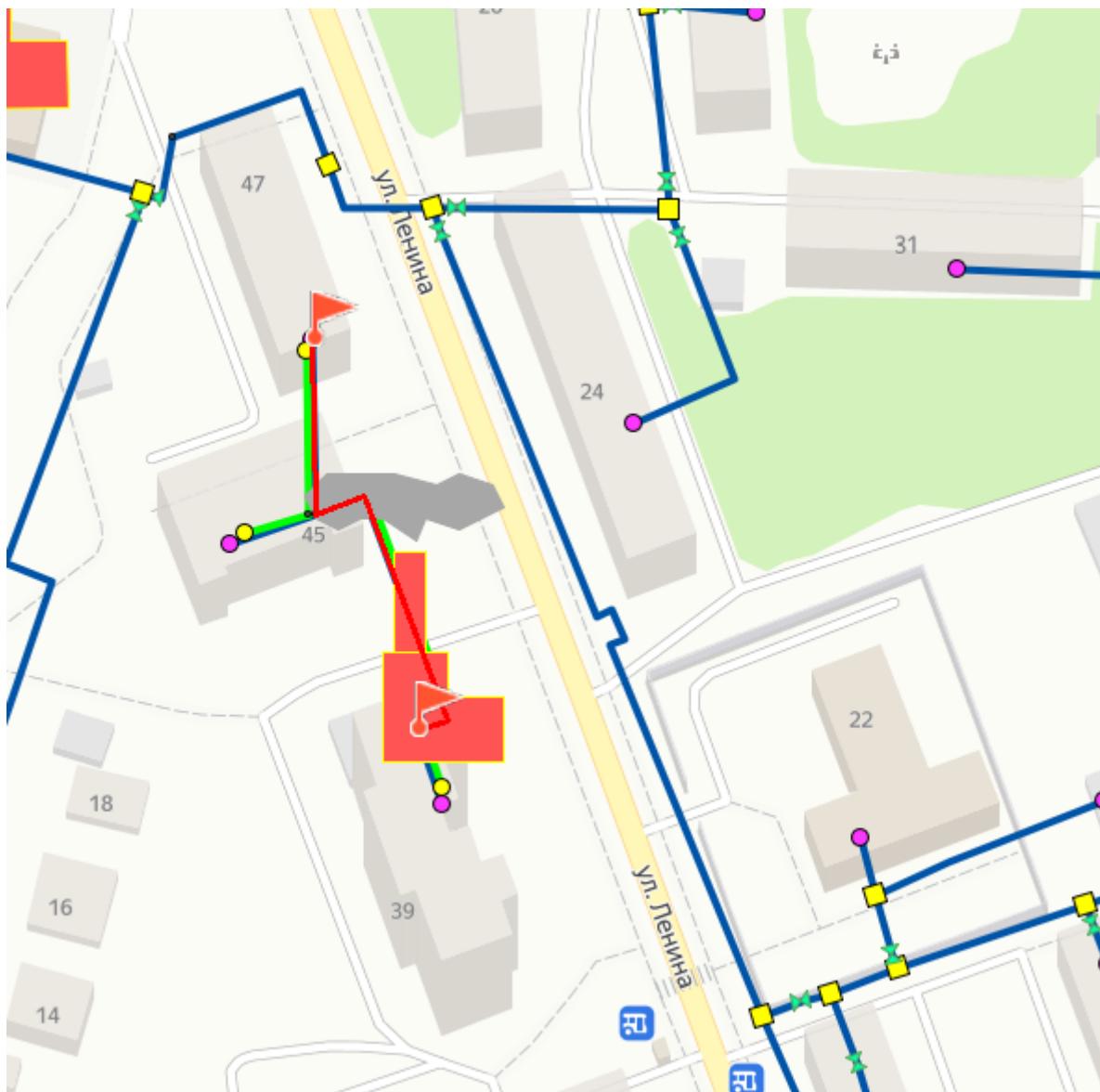


Рисунок 1.22 – Путь пьезометрического графика для участка тепловых сетей от котельной №7 – ул. Ленина, 47

### **1.3.9 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет**

«Авария» - повреждение трубопровода тепловой сети, если в период отопительного сезона это привело к перерыву теплоснабжения объектов жилсоцкультбыта на срок 36 часов и более.

«Инцидент» это:

1. отказ или повреждение оборудования и (или) трубопроводов тепловых сетей;
2. отклонение от гидравлического или теплового режимов;
3. нарушение требований федеральных законов и иных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте.

Все отказы на тепловых сетях классифицируются как инциденты, согласно «Методическим рекомендациям по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» МДК 4-01.2001, утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001г. № 191.

Классификация повреждений в системах теплоснабжения на аварии, отказы в работе даны в «Инструкции по расследованию и учету нарушений в работе энергетических предприятий и организаций системы Минжилкомхоза РСФСР» (М.: ОНТИ АКХ им. К. Д. Памфилова, 1986). Нормы времени на восстановление должны определяться с учетом требований данной инструкции и местных условий.

Предприятия объединенных котельных и тепловых сетей должны быть оснащены необходимыми машинами и механизмами для проведения восстановительных работ в соответствии с «Табелем оснащения машинами и механизмами эксплуатации котельных установок и тепловых сетей» (М.: ОНТИ АКХ им. К. Д. Памфилова, 1985).

Нормативное время, необходимое для восстановления тепловой сети, при разрыве трубопровода, полученное на основе обработки статистических данных при канальной прокладке, приведено в таблице 1.20.

**Таблица 1.17 – Характеристики тепловых сетей**

Диаметр, мм	Среднее время восстановления, час
100	12,5
125-300	17,5
350-500	17,5
600-700	19
800-900	27,2

Диагностика тепловых сетей проводится во время подготовки к ОЗП – проводятся гидравлические испытания тепловых сетей, на основании испытаний планируются капитальные ремонты.

В результате гидравлической опрессовки тепловых сетей, проводимой после окончания отопительного периода, выявляются аварийные участки тепловых сетей и проводятся ремонтные работы. Планово-предупредительные ремонты проводятся в зависимости от сроков эксплуатируемых участков и характера предыдущих отказов тепловых сетей.

Эксплуатирующей организацией АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» представлена статистика аварийных ситуаций (инцидентов), произошедших за 2019-2023 годы на обслуживаемых тепловых сетях. Информация приведена в таблице 1.21.

**Таблица 1.18 – Статистика инцидентов, произошедших на тепловых сетях АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»**

Год	Количество отказов в тепловых сетях, ед.	
	в отопительный период	в период испытаний на плотность и прочность
2019 г.	0	0
2020 г.	0	0
2021 г.	0	0
2022 г.	0	0
2023 г.	0	0
2024 г.	0	0

### **1.3.10 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей**

Потребители тепловой энергии по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- первая категория – потребители, в отношении которых не допускается перерывов в подаче тепловой энергии и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений, предусмотренных техническими регламентами и иными обязательными требованиями;
- вторая категория – потребители, в отношении которых допускается снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:
  - жилых и общественных зданий до 12 °C;
  - промышленных зданий до 8 °C;
- третья категория – остальные потребители.

При аварийных ситуациях на источнике тепловой энергии или в тепловых сетях в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться (если иные режимы не предусмотрены договором теплоснабжения):

- подача тепловой энергии (теплосносителя) в полном объеме потребителям первой категории;
- подача тепловой энергии (теплосносителя) на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице 1.22;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;
- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

**Таблица 1.19 – Допустимое снижение подачи тепловой энергии**

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t °C				
	минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
Допустимое снижение подачи тепловой энергии, %, до	78	84	87	89	91

Все ТСО своевременно осуществляют устранение аварийных ситуаций на тепловых сетях, входящих в эксплуатационную ответственность организаций.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключающей теплосети. Нормативный перерыв теплоснабжения (с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода). Указанные нормативы регламентированы п. 6.10 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 и представлены в таблице 1.23.

**Таблица 1.20 – Нормативное время полного восстановления теплоснабжения при отказах на тепловых сетях**

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, час
300	15
400	18
500	22
600	26
700	29
800-1000	40
1200-1400	До 54

В целом по г.о. Фрязино время восстановления работоспособности тепловых сетей соответствует установленным нормативам.

**Таблица 1.21 – Среднее время восстановления**

Год	Количество отказов в тепловых сетях, ед.		Среднее время восстановления, час
	в отопительный период	в период испытаний на плотность и прочность	
2019 г.	0	0	-
2020 г.	0	0	-
2021 г.	0	0	-
2022 г.	0	0	-
2023 г.	0	0	-

### **1.3.11 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**

Трубопроводы тепловых сетей – это важный элемент систем теплоснабжения. С течением времени в процессе эксплуатации в основном за счет процессов коррозии происходит ухудшение технического состояния трубопроводов, что служит причиной образования течей. Наиболее эффективным способом предотвращения течей является своевременная замена ветхих участков трубопровода – перекладка.

В условиях ограниченного, а точнее недостаточного, финансирования, для повышения экономической эффективности эксплуатации тепловых сетей и, в первую очередь, сокращения числа аварий (течей), целесообразно планировать и производить ремонты тепловых сетей исходя из их реального состояния, а не в зависимости от срока службы. При этом предпочтение имеют неразрушающие методы диагностики.

Диагностика состояния тепловой сети начинается с анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации. Затем производится осмотр трассы трубопровода в соответствии с РД 34-10-130-96 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю» для получения информации о текущем состоянии тепловой сети и уточнения объема подготовительных работ. К диагностике состояния тепловых сетей приступают после окончания всех подготовительных работ.

При эксплуатации тепловых сетей, для выявления мест утечек теплоносителя из трубопро-

водов, теплоснабжающие организации г.о. Фрязино, применяют следующие методы технической диагностики:

1. Опрессовка на прочность (гидравлические испытания) повышенным давлением.

Метод применяется и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время показывает низкую эффективность 20÷40%. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов.

2. Ревизия запорной арматуры: разборка арматуры без демонтажа запорной и регулирующей части штока, очистка и смазка ходовой части, проверка уплотнительных поверхностей, обратная сборка с установкой прокладок, набивкой сальника и гидравлические испытания на прочность и плотность. Кроме того, ревизии подвергается вся арматура, нормативный срок эксплуатации которой, истек

Следует выделить перспективные косвенные методы технической диагностики, не нашедшие пока применения в теплоснабжающих организациях, но в ближайшей перспективе рекомендуются к использованию в дополнение к существующим методам:

- *Метод акустической диагностики.* Метод новый и пробные применения на тепловых сетях не дали однозначных результатов. Но метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов. Он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей и доступен к самостоятельному его применению. Этим методом диагностируются трубопроводы наземной и подземной, канальной и бесканальной прокладки диаметром от 80 мм и более, находящиеся в режиме эксплуатации. Длина единичного участка от 40 до 300 м. Точность определения дефекта – 1% от базы постановки датчиков. Достоверность идентификации дефектов по параметру аварийной опасности – 80%.
- *Метод акустической эмиссии.* Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих тепловых сетях имеет ограниченную область использования.
- *Метод магнитной памяти металла.* Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом тепловых сетей. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.
- *Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора.* При доступной поверхности трассы, желательно с однородным покрытием, наличием точной исполнительной документации, с применением специального программного обеспечения, может очень хорошо показывать состояние обследуемого участка. По вышеназванным условиям применение возможно только на 10% старых прокладок. В некоторых случаях метод эффективен для поиска утечек.
- *Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне.* Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет.
- *Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли.* Метод имеет мало статистики и пока, трудно сказать о его эффективности в условиях города.

- *Метод «Wavemaker».* Данная ультразвуковая система (так называемая система скринингового тестирования труб) предназначена для оценки состояния трубопроводов и позволяет быстро обнаруживать коррозию и другие дефекты на наружных и внутренних поверхностях тепловых сетей (так называемая система скринингового тестирования труб). Данная ультразвуковая система предназначена для оценки состояния трубопроводов и позволяет быстро обнаруживать коррозию и другие дефекты на наружных и внутренних поверхностях тепловых сетей. Метод направленных волн, используемых при контроле, полностью отличается от методов, используемых при традиционных способах УЗК. Вместо сканирования области трубы, расположенного непосредственно под датчиками, направленные волны путешествуют вдоль тела трубы. Это позволяет проинспектировать десятки метров трубы при помощи кольца датчиков, расположенных в одном месте.
- *Шурфовка трубопроводов тепловых сетей.* Контрольные шурфовки трубопроводов проводятся силами эксплуатирующей или подрядной организаций ежегодно по графику в межотопительный период согласно Методических указаний по проведению шурфовок в тепловых сетях МУ 34-70-149-86. В контрольных шурфах производится внешний осмотр оборудования тепловых сетей, оценивается наружное состояние трубопроводов на наличие признаков наружной коррозии, производится вырезка образцов для оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов, оценивается состояние тепловой изоляции, оценивается состояние строительных конструкций. По результатам осмотра в шурфе составляются акты, в которых отражается фактическое состояние трубопроводов, тепловой изоляции и строительных конструкций. На основании актов разрабатываются мероприятия для включения в план ремонтных работ.

При помощи существующих различных видов диагностики технического состояния тепловой сети, методами неразрушающего контроля, можно получить полную и точную картину технического состояния тепловой сети и ответить на вопрос – какие участки нуждаются в первоочередной замене, а на каких можно обойтись локальными ремонтными работами. В зависимости от этого следует осуществлять планирование капитальных и текущих ремонтов.

Для участков, которые вынужденно оставлены в эксплуатации, организации имеют информацию о месте расположения наибольших дефектов (критические) и возможность осуществить профилактические ремонтные работы по предотвращению образования течей.

Планирование капитальных (текущих) ремонтов:

- На основании результатов испытаний, осмотров и обследования оборудования тепловых сетей проводится анализ его технического состояния и формирование перспективного графика ремонта оборудования тепловых сетей на 5 лет (с ежегодной корректировкой).
- На основании перспективного графика ремонтов разрабатывается перспективный план подготовки к ремонту на 5 лет.
- Формирование годового графика ремонтов и годового плана подготовки к ремонту производится в соответствии с перспективным графиком ремонта и перспективным планом подготовки к ремонту с учетом корректировки по результатам испытаний, осмотров и обследований.
- Годовой график ремонтов согласовывается до 1 апреля текущего года с Администрацией городского округа. С выходом «Правил вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей», утвержденных Постановлением Правительства РФ №889 от 06.09.2012 года сводный план ремонта разрабатывается органом местного самоуправления на основании рассмотрения заявок от ресурсоснабжающих организаций.

### **1.3.12 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей**

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты. При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность установок и полный или близкий к нему ресурс, с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены или восстановлены отдельные их части. Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

Ремонт оборудования тепловых сетей производится в соответствии с требованиями Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей СО 34.04.181-2003. При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы (графики). Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер организации.

Работы по текущему ремонту проводятся ежегодно по окончанию отопительного сезона, график проведения работ уточняется на основании результатов проведения гидравлических испытаний на плотность и прочность.

Капитальный ремонт проводится в соответствии с утвержденным годовым графиком ремонта. Мероприятия по капитальному ремонту планируются исходя из фактического состояния сетей, на основании анализа технического состояния оборудования по актам осмотра трубопроводов в шурфе (контрольные шурфы), аварийных актов и т.п. Учитывая техническое состояние оборудования тепловых сетей, работы по капитальному ремонту планируются ежегодно.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать НТД.

### **1.3.13 Значения утвержденных нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчёт отпущеных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии производится в соответствии с Инструкцией утвержденной Приказом Минэнерго от 30.12.2008 №325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

К нормативным эксплуатационным технологическим затратам при передаче тепловой энер-

гии относятся затраты и потери, обусловленные примененными техническими решениями и техническим состоянием теплопроводов и оборудования, обеспечивающими надежное теплоснабжение потребителей и безопасные условия эксплуатации системы транспорта тепловой энергии:

- затраты и потери теплоносителя в пределах установленных норм на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов, а также при подключении новых участков тепловых сетей;
- на технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты;
- технически обоснованный расход теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания;
- потери тепловой энергии с затратами и потерями теплоносителя через теплоизоляционные конструкции;
- потери теплоносителя через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами.
- затраты электрической энергии на привод оборудования, обеспечивающего функционирование систем транспорта тепловой энергии и теплоносителей. Расчет производится в соответствии с Инструкцией утвержденной Приказом Минэнерго России от 30.12.2008 №325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Нормативы технологических затрат и потерь энергоресурсов при передаче тепловой энергии, устанавливаемые на период регулирования тарифов на тепловую энергию и платы за услуги по передаче тепловой энергии, разрабатываются для каждой тепловой сети независимо от величины, присоединенной к ней расчетной тепловой нагрузки.

Нормативы технологических затрат и потерь энергоресурсов при передаче тепловой энергии для АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО», утвержденных Министерством энергетики Московской области, на 2032-2025 гг. приведены в таблице 1.22.

**Таблица 1.22 – Нормативные технологические потери при передаче тепловой энергии**

№ п/п	Наименование ор- ганизации	Нормативы			Распоряжение	
		Потери теплоносите- лей, куб.м (т)	Потери тепло- вой энергии, Гкал	Расход электрической энергии, тыс. кВт*ч		
1	АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	<b>2023 год</b>				
		Теплоноситель - вода				
		67029	30335	788,21	51-Р от 19.04.2022 г	
2		<b>2024 год</b>				
		Теплоноситель - вода				
3		67322	31078	790,188	43-Р от 22.05.2023 г	
<b>2025 год</b>						
		Теплоноситель - вода				
		67142,2	30958,6	786,939	47-Р от 05.04.2024 г	

### **1.3.14 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года**

Сведения о фактических тепловых потерях в тепловых сетях по источникам тепловой энергии АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» приведены в таблице 1.26.

**Таблица 1.23 – Фактические тепловые потери в тепловых сетях по источникам тепловой энергии АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»**

Показатели	Ед. изм.	2022	2023	2024
<b>Котельная №11</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	7678,662	7535,006	7830,018
Потери в тепловых сетях	Гкал	531,739	489,775	387,600
	%	6,925	6,500	4,950
<b>Котельная №13</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	91341,321	83471,914	88037,430
Потери в тепловых сетях	Гкал	8368,137	7612,993	8738,012
	%	9,161	9,120	9,925
<b>Котельная №14</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	84959,953	85647,157	85786,874
Потери в тепловых сетях	Гкал	7968,873	7612,993	8563,066
	%	9,380	8,889	9,982
<b>Котельная №15</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	249421,736	240225,222	254635,817
Потери в тепловых сетях	Гкал	19546,364	14784,719	17852,506
	%	7,837	6,155	7,268
<b>Котельная №7</b>				
Отпуск в тепловую сеть	Гкал	2160,399	2456,487	1010,273
Потери в тепловых сетях	Гкал	122,287	127,156	164,682
	%	5,660	5,176	19,475

### **1.3.15 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения**

По данным, предоставленным организациями, занятыми в сфере теплоснабжения г.о. Фрязино, предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей – отсутствуют.

### **1.3.16 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям**

В г.о. Фрязино реализованы различные схемы подключения потребителей к тепловым сетям источников тепла. Системы отопления потребителей в зависимости от давления и температуры теплоносителя присоединяются непосредственно, по зависимой схеме, либо по независимой схеме. При зависимой схеме присоединения вода из тепловой сети поступает непосредственно в системы абонентов. При независимой схеме присоединения применяется теплообменник, разделяющий теплоносители системы отопления и тепловых сетей. Независимая схема присоединения используется при недостаточном или высоком для эксплуатируемой системы отопления гидростатическом давлении на вводе тепловой сети в тепловой пункт здания.

Большинство потребителей присоединено к тепловым сетям по зависимой схеме, которая является наиболее дешевой и простой в монтаже и эксплуатации. Зависимая схема присоединения может быть непосредственной или с применением узла смешения для подсоединения к тепловым сетям, расчетные температурные параметры которых выше параметров системы отопления.

Теплоснабжение потребителей от источников тепла осуществляется через центральные и индивидуальные тепловые пункты, элеваторным подключением или непосредственным присоединением систем отопления с применением различных схем включения подогревателей ГВС.

Необходимость применения центральных тепловых пунктов обусловлена температурным графиком источников тепла, топологией города, размещением источников и генеральным планом застройки поселения. Необходимость установки индивидуальных бойлеров обусловлена требованиями законов и соответствующих технических регламентов, а также строительных норм и правил.

Здесь следует отметить, что ЦТП проектировалась и строилась в прошлом веке. Этот фактор и технические условия, на которые выполнялся проект, обуславливали как выбор принципиальной схемы ЦТП, так и основное технологическое оборудование, имевшееся в то время водоводяные скоростные водоподогреватели, струйные насосы (элеваторы). Кроме того, средства автоматизации, имевшие место во время проектирования и строительства ЦТП, явно не отвечают современным требованиям.

Системы отопления потребителей подключены к тепловой сети преимущественно по зависимой схеме, с применением и без применения смешивающих устройств. Большинство потребителей поселения присоединены к тепловой сети по зависимой схеме с элеватором в качестве смесительного устройства. Часть потребителей тепла присоединены к тепловым сетям непосредственно без использования смешивающих устройств.

Использование элеваторов, для присоединения систем отопления, существенным образом ограничивает регулирование подачи тепла потребителям, особенно в периоды срезок температурных графиков. Кроме того, использование элеваторов предъявляет повышенные требования к гидравлическим режимам.

У потребителей, подключенных по схемам с применением элеваторов, в период работы системы централизованного теплоснабжения в диапазоне нижней – срезки температурного графика, происходит плановый перегрев. В этот период, переход на насосные схемы с применением автоматизации, позволит достичь значительной экономии теплопотребления.

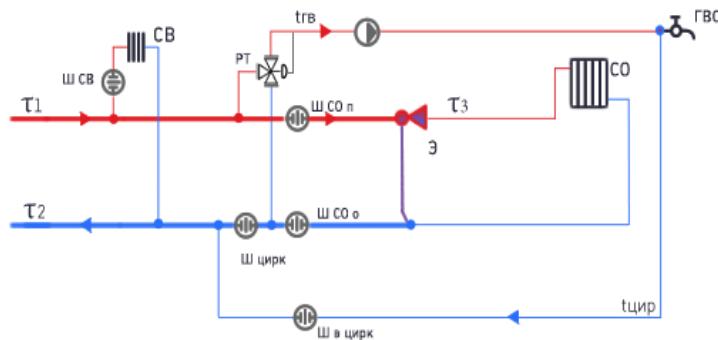
В диапазоне верхней срезки температурного графика происходит плановый недогрев потребителей, подключенных по схемам с применением элеваторов. Потребители, подключенные по схемам с насосами смешения, оборудованные средствами автоматизации, и с достаточной поверхностью нагрева недостатка в тепле испытывать не будут. Недостаток качества (температуры) теплоносителя будет компенсироваться его количеством. Однако увеличение доли последних потребителей предъявляет к системе теплоснабжения жесткие требования:

- отпуск теплоносителя с источников тепла должен производиться по температурному графику без срезки (требование п.7.11 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003). В противном случае, регулирование отпуска тепла за счет увеличения расхода теплоносителя приведет к неудовлетворительным изменениям в гидравлических режимах работы тепловой сети.
- сетевые насосы на источниках тепла и подкачивающие насосы на насосных станциях должны быть оборудованы приводами с частотным регулированием для сглаживания колебаний расходов теплоносителя и поддержания необходимого гидравлического режима.

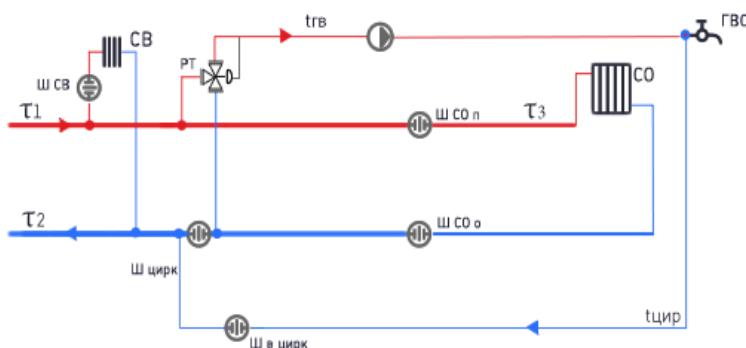
Фактически, в условиях срезки температурного графика, подача требуемого количества тепла потребителям возможна лишь за счет увеличения объемов циркуляции теплоносителя или увеличения поверхностей нагрева теплообменных аппаратов и нагревательных приборов у потребителей. Конечно, применение различных схем с насосами смешения с использованием современных средств автоматизации, позволить достичь требуемого результата, однако, при этом, в периоды зимнего максимума температур, увеличение расхода теплоносителя на нужды отопления через каждую бойлерную, может превысить расчетный расход в 1,3-1,5 раза.

Присоединение установок горячего водоснабжения осуществляется по закрытой и открытой схемам.

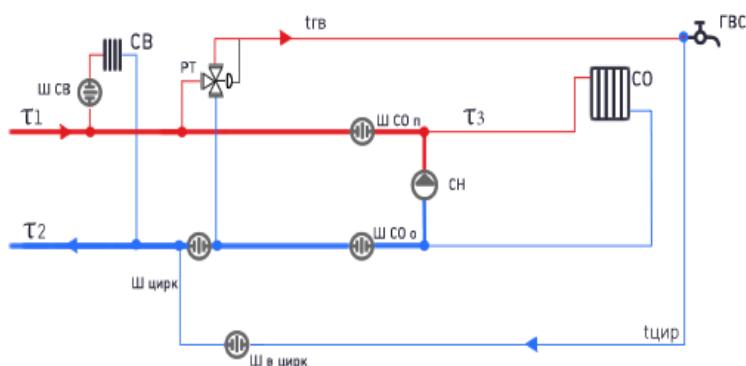
Условные схемы подключения потребителей при открытом водозaborе на горячее водоснабжение, приведены на рисунках 1.23-1.26.



**Рисунок 1.23 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и элеваторным присоединением отопления.**



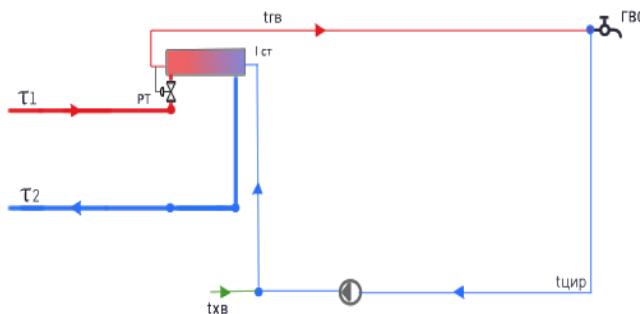
**Рисунок 1.24 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением отопления.**



**Рисунок 1.25 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением отопления.**

В схемах с закрытым водоразбором на горячее водоснабжение подключение подогревателей горячего водоснабжения к тепловой сети выполнено преимущественно по параллельной смешанной схеме.

В случае использования центрального теплового пункта для нужд только ГВС с сохранением гидравлической связности контура отопления, чаще всего используется схема подключения с элеваторным подключением по отоплению.



**Рисунок 1.26 – Схема ЦПП с подогревателем ГВС**

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

Практически все тепловые источники города оборудованы коммерческими узлами учета, оснащенные поверенными средствами измерения, позволяющими вести автоматически инструментальные измерения количества и качества отпускаемой в тепловые сети тепловой энергии.

Сведения о наличии коммерческого учета тепловой энергии на территории г.о. Фрязино приведено в таблице 1.27.

**Таблица 1.24 – Сведения о наличии коммерческого учета тепловой энергии**

Оснащенность потребителей приборами учета тепловой энергии		
№	Категория	Количество УУТЭ, ед.
1	Промышленные организации	-
2	Бюджетные организации	34
3	Население	108
4	Прочие потребители	85

Общее количество тепловой энергии и теплоносителя, потребленное за расчетный период всеми абонентами без приборов учета, определяется из теплового и водного балансов системы теплоснабжения, а отдельным потребителем — пропорционально его расчетным часовым тепловой и массовой (объемной) нагрузкам, указанным в договоре теплоснабжения, с учетом различия в характере теплового потребления: отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка переменна и зависит от метеоусловий, тепловая нагрузка горячего водоснабжения в течение отопительного периода постоянна.

Тепловые потери через изоляцию трубопроводов на участках тепловой сети, находящихся на балансе соответствующего абонента, включаются в количество тепловой энергии, потребленной этим абонентом, также, как и потери тепловой энергии со всеми видами утечки и сливом теплоносителя из систем теплопотребления и трубопроводов его участка тепловой сети.

Для всех объектов капитального строительства с максимальной тепловой нагрузкой не менее 0,2 Гкал/ч в границах г.о. Фрязино требуется установка приборов учета потребляемой тепловой энергии.

Согласно статьи 9 Федерального закона от 29.07.2017 № 279-ФЗ в статью 13 Федерального закона от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» внесены требования о необходимости до 01.01.2019 оборудовать приборами учета потребителей с тепловой нагрузкой менее 0,2 Гкал/ч.

Установку приборов учета нецелесообразно проводить для ветхих и аварийных объектов.

Выбор типа прибора учета помимо характеристик и общезвестных требований, например, по длинам прямых участков трубопроводов, должен основываться также на учете следующих факторов:

- допустимого по экономическим соображениям срока окупаемости;
- наличие «запаса» перепада давления на вводе конкретного объекта;
- соответствия теплового узла Правилам технической эксплуатации;
- надежности и ремонтопригодности приборов;
- необходимости автономного электропитания;
- уровня подготовки эксплуатационного персонала;
- полная автоматизация учета;
- наличие двухмесячного почасового архива;
- доступная стоимость;
- срок присутствия производителя приборов на рынке;
- количество проданных приборов и в каких регионах они эксплуатируются.

Отечественными производителями выпускается большое количество теплосчетчиков, удовлетворяющих по своим техническим характеристикам требованиям Правил учета тепловой энергии. Выбор тепловычислительных комплексов следует производить, исходя из оптимального сочетания цены и качества.

Монтаж узлов учета в муниципальных жилых домах будет выполняться подрядными организациями, прошедшиими конкурсный отбор. На жилищно-эксплуатационные предприятия возлагается обязанность по оборудованию помещений узлов учета в части обеспечения сохранности устанавливаемого оборудования, предотвращения несанкционированного проникновения в узел посторонних лиц. До начала выполнения монтажа предприятием - подрядчиком изготавливается проектно-сметная документация.

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

В целях обеспечения качественного и надежного теплоснабжения при заключении договоров между теплоснабжающей организацией и потребителями тепла (управляющая компания, либо частное лицо) разрабатывается регламент взаимоотношений лиц, участвующих в теплоснабжении.

Порядок взаимоотношений дежурных производственной диспетчерской службы АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» и дежурных диспетчерских служб управляющих компаний регламентирован соответствующими положениями.

В обязанности диспетчерских служб жилищно-эксплуатационных организаций входит контроль работы внутридомовых систем теплопотребления и параметров теплоносителя на входе в дом, а при отклонении их зафиксировать нарушение режима и сообщить в теплоснабжающую организацию, с которой заключен договор теплоснабжения.

Обязанности производственной диспетчерской службы по системам централизованного теплоснабжения городского поселения осуществляет АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО». Диспетчерская служба АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» осуществляет координацию действия ремонтного и эксплуатационного персонала на поддержание работоспособности действия систем централизованного теплоснабжения, информирование общественности о перечне предоставляемых предприятием услуг и их стоимости, проведение мониторинга качества предоставления платных услуг предприятием.

Коммунальные услуги предоставляются потребителю в порядке, предусмотренном федеральными законами, иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. Договор

теплоснабжения, согласно статьям 426 и 454 Гражданского кодекса Российской Федерации, относится к публичным договорам и является отдельным видом договоров купли-продажи.

В соответствии с Положением о формировании договорных отношений в жилищно-коммунальном хозяйстве на территории муниципального образования, утвержденного приказом Минстроя России от 20.08.96 № 17-113, договоры с поставщиками коммунальных услуг предусматривают следующие необходимые основные положения:

- гарантируемый уровень качества, надежности и экологической безопасности оказываемых услуг;
- объем предоставляемых услуг;
- обязательства по оплате, включая сроки и способ оплаты;
- экономические санкции, применяемые сторонами в случае нарушения условий договора;
- порядок разрешения споров, изменения условий, прекращения договора.

В представленных договорах АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» включены следующие условия и сведения:

- количество тепловой энергии (отопление, ГВС, вентиляция, пар);
- количество теплоносителей (устанавливается с учетом величин расхода на горячее водоснабжение, планируемых утечек в тепловых сетях и теплопотребляющих установках расхода пара на технологические нужды);
- качество тепловой энергии: по сетевой воде - температура в подающем трубопроводе по температурному графику регулирования отпуска теплоты, перепада давлений в подающем и обратном трубопроводах;
- качество теплоносителей (показатели качества теплоносителей принимаются): по сетевой воде - соответствие физико-химических характеристик показателям, установленным Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая»;
- обязанности абонента по поддержанию качества тепловой энергии и теплоносителей (устанавливаются величины максимальной температуры сетевой воды в обратном трубопроводе, степень возврата конденсата, обязательства по недопущению снижения качества сетевой воды и конденсата, возвращаемых абонентом теплоснабжающей организацией);
- расчеты (порядок установления тарифов и их изменения, а также форма расчетов);
- порядок учета тепловой энергии и теплоносителей;
- Обязательными приложениями к договору являются:  
акты об установлении границ эксплуатационной ответственности;  
температурный график регулирования отпуска тепловой энергии.

Количество отпускаемой тепловой энергии в теплоносители по их параметрам, максимальные часовые тепловые нагрузки, максимальные часовые и среднечасовые расходы теплоносителей устанавливаются теплоснабжающей организацией на основании заявок абонентов, подтвержденных проектными данными и паспортами теплопотребляющих установок, и фиксируются в договоре.

Увеличение абонентом максимальных часовых расходов теплоносителя и расчетных тепловых нагрузок допускается после внесения соответствующих изменений в договор.

### **1.3.19 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

В системах теплоснабжения отсутствуют системы автоматического регулирования и защиты (САРЗ), поэтому потери теплоносителя и тепловой энергии по данной статье расхода отсутствуют.

Звонки от абонентов поступают диспетчеру, регистрируются в журнале и передаются соответствующим службам. Средств автоматизации и телемеханизации у диспетчерской службы нет.

### **1.3.20 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

Предохранительная арматура, осуществляющая защиту тепловых сетей от превышения давления установлена на источнике централизованного теплоснабжения. Для защиты тепловых сетей от превышения допустимого давления используются предохранительные клапаны, осуществляющие сброс теплоносителя из системы теплоснабжения при превышении допустимого давления, средства защиты от гидроудара, происходящего при внезапном останове сетевых насосов.

### **1.3.21 Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

Согласно пункту 6 ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении" под бесхозяйной тепловой сетью понимается совокупность устройств, предназначенных для передачи тепловой энергии и не имеющих эксплуатирующей организации. Согласно статье 225 Гражданского кодекса РФ вещь признается бесхозяйной, если у нее отсутствует собственник или его невозможно определить (собственник неизвестен), либо собственник отказался от права собственности на нее.

Единственный признак, позволяющий отнести ту или иную тепловую сеть к бесхозяйной – отсутствие эксплуатирующей организации.

Бесхозяйные тепловые сети, в силу пункта 3 ст. 225 Гражданского кодекса РФ, переходят в муниципальную собственность. До такого перехода, в случае выявления бесхозяйных тепловых сетей на органы местного самоуправления, согласно Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении", возлагается обязанность по определению, в течение 30 дней, организации, которая будет осуществлять их содержание и обслуживание. В роли такой организации может выступать:

1. Теплосетевая организация, чьи тепловые сети непосредственно соединены с бесхозяйными сетями. В этом случае исходным критерием для выбора организации выступает наличие непосредственного присоединения бесхозяйных объектов к сетям данной организации, которая их использует в своей основной деятельности.

2. Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения, куда входят бесхозяйные тепловые сети, осуществляющая их содержание и обслуживание. Во втором случае, таким критерием выступает наличие в системе теплоснабжения единой теплоснабжающей организации, осуществляющей содержание и обслуживание бесхозяйных объектов.

Орган регулирования обязан расходы, на обслуживание таких сетей, включит в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

Принятие на обслуживание бесхозяйных сетей в порядке ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении" не отменяет необходимости принятия их в собственность органом местного самоуправления. Принятие на учет бесхозяйных тепловых сетей осуществляется на основании постановления Правительства Российской Федерации от 17.09.2003 № 580 "Об утверждении Положения о принятии на учет бесхозяйных недвижимых вещей".

Вне зависимости от наличия в системе теплоснабжения бесхозяйных тепловых сетей, обя-

занность по надежному и бесперебойному снабжению потребителей энергией, должна возлагаться на профессиональных участников рынка тепловой энергии – теплоснабжающую, теплосетевую организации.

Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей на территории г.о. Фрязино приведен в таблице 1.25.

**Таблица 1.25 – Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей на территории г.о. Фрязино.**

№ п/п	Участок	Принадлежность сети	№ участка	Год начала эксплуатации	Тип изоляции	Процент износа	Диаметр трубопровода, мм	Протяженность, м	Тепловая нагрузка потреби-телей, подключен-ных к таким участкам, Гкал/ч	Организация, уполномочен-ная на их эксплуатацию
1	По подвалу МКД №7 по проезду Десантников	сети отопления	3/15-5	1984	мин. вата с поверхностью слоем из рубероида	100	80 100 150	4 35,8 29,4	0,049447	Не назначена
2	От МКД №7 до МКД №9 по проезду Десантников	сети отопления сети ГВС сети ГВС	3/15-4	1984	мин. вата с поверхностью слоем из рубероида	100	80 70 50	62 31 31	0,477447	Не назначена
3	По подвалу МКД №9 по проезду Десантников	сети ГВС	3/15-3	1984	мин. вата с поверхностью слоем из рубероида	100	50 70 80	11,4 15,6 23,4	0,101922	Не назначена
4	От МКД №9 до МКД №11 по проезду Десантников	сети ГВС	3/15-2	1984	мин. вата с поверхностью слоем из рубероида	100	50 80	23 23	0,101922	Не назначена
5	По подвалу МКД №11 по проезду Десантников до запорной арматуры	сети ГВС	3/15-1	1984	мин. вата с поверхностью слоем из рубероида	100	70 80	3,6 3,6	0,101922	Не назначена
6	От котельной №7 до МКД №39 по ул. Ленина	сети отопления сети отопления сети ГВС	21/7-1	2001	мин. вата с поверхностью слоем из рубероида	100	100 80 50	18 18 36	0,906751	Не назначена
7	От МКД №39 до общежития №45 по ул. Ленина	сети отопления сети отопления сети ГВС	21/7-2	2001	мин. вата с поверхностью слоем из рубероида	100	100 80 50	50 50 100	0,354751	Не назначена
8	По подвалу общежития №45 по ул. Ленина	сети отопления сети отопления сети ГВС	21/7-3	2001	мин. вата с поверхностью слоем из рубероида	100	100 80 50	23,2 23,2 46,4	0,178362	Не назначена
9	От общежития №45 до	сети отопле-	21/7-4	2001	мин. вата с	100	100	12,5	0,178362	Не назначена

№ п/п	Участок	Принадлежность сети	№ участка	Год начала эксплуатации	Тип изоляции	Процент износа	Диаметр трубопровода, мм	Протяженность, м	Тепловая нагрузка потребителей, подключенных к таким участкам, Гкал/ч	Организация, уполномоченная на их эксплуатацию
	общежития №47 по ул. Ленина	ния сети отопления сети ГВС			поверхностным слоем из рубероида		80 50	12,5 25		
10	От УТ-319А до дроссельного устройства (шайбы) жилого дома №7 по ул. Рабочая	сети отопления	38/14-1	1958	мин. вата с поверхностью слоем из рубероида	100	70	96,6	0,048958	Не назначена
11	<b>Итого</b>						<b>808,2</b>			

### **1.3.22 Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)**

Энергетические характеристики тепловых сетей в г.о. Фрязино не разрабатывались.

### **1.3.23 Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

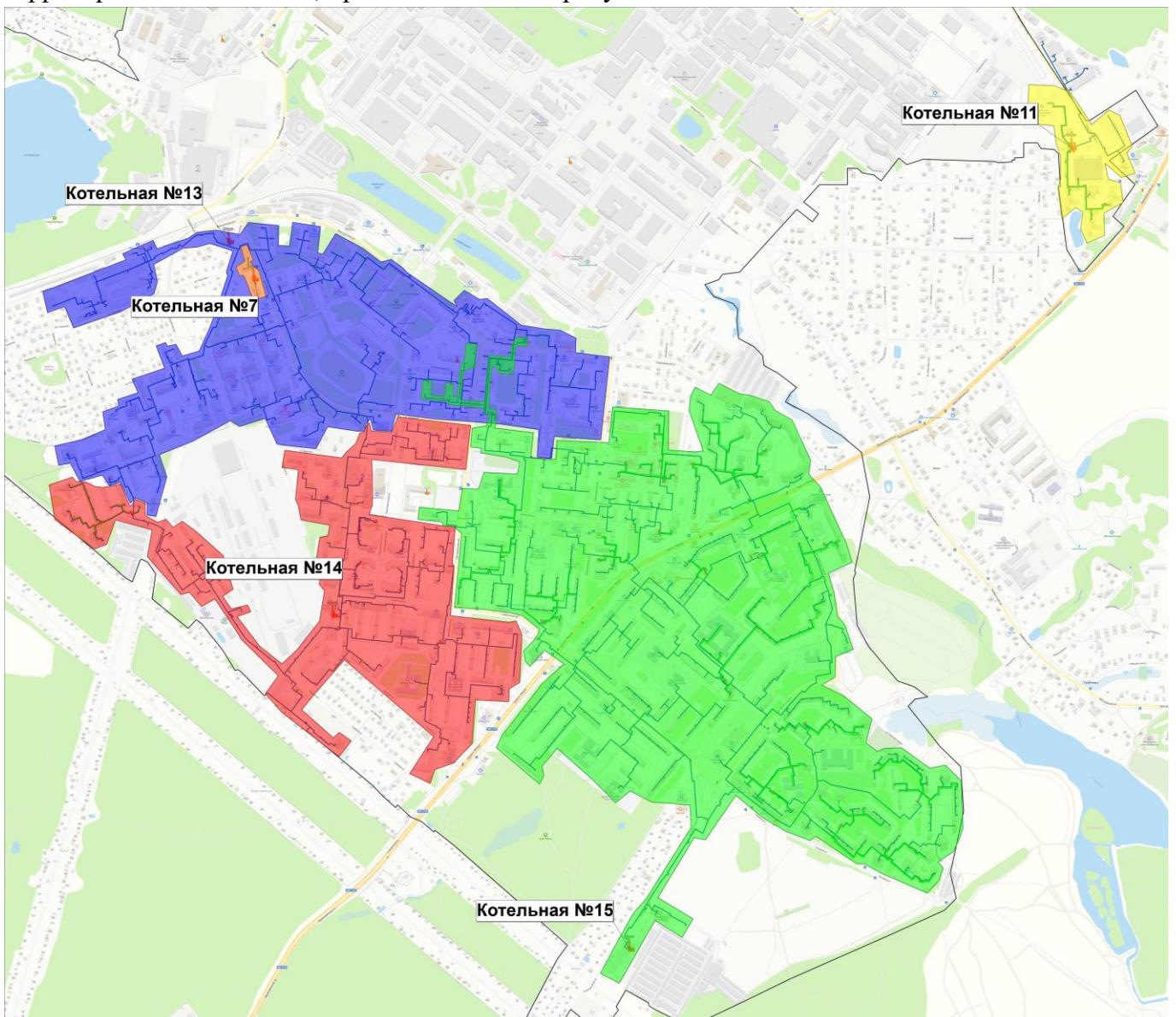
За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения г.о. Фрязино, существенно не изменились характеристики тепловых сетей и сооружений на них.

#### **Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.**

Настоящая глава содержит описание существующей зоны действия источника тепловой энергии в системе теплоснабжения на территории г.о. Фрязино.

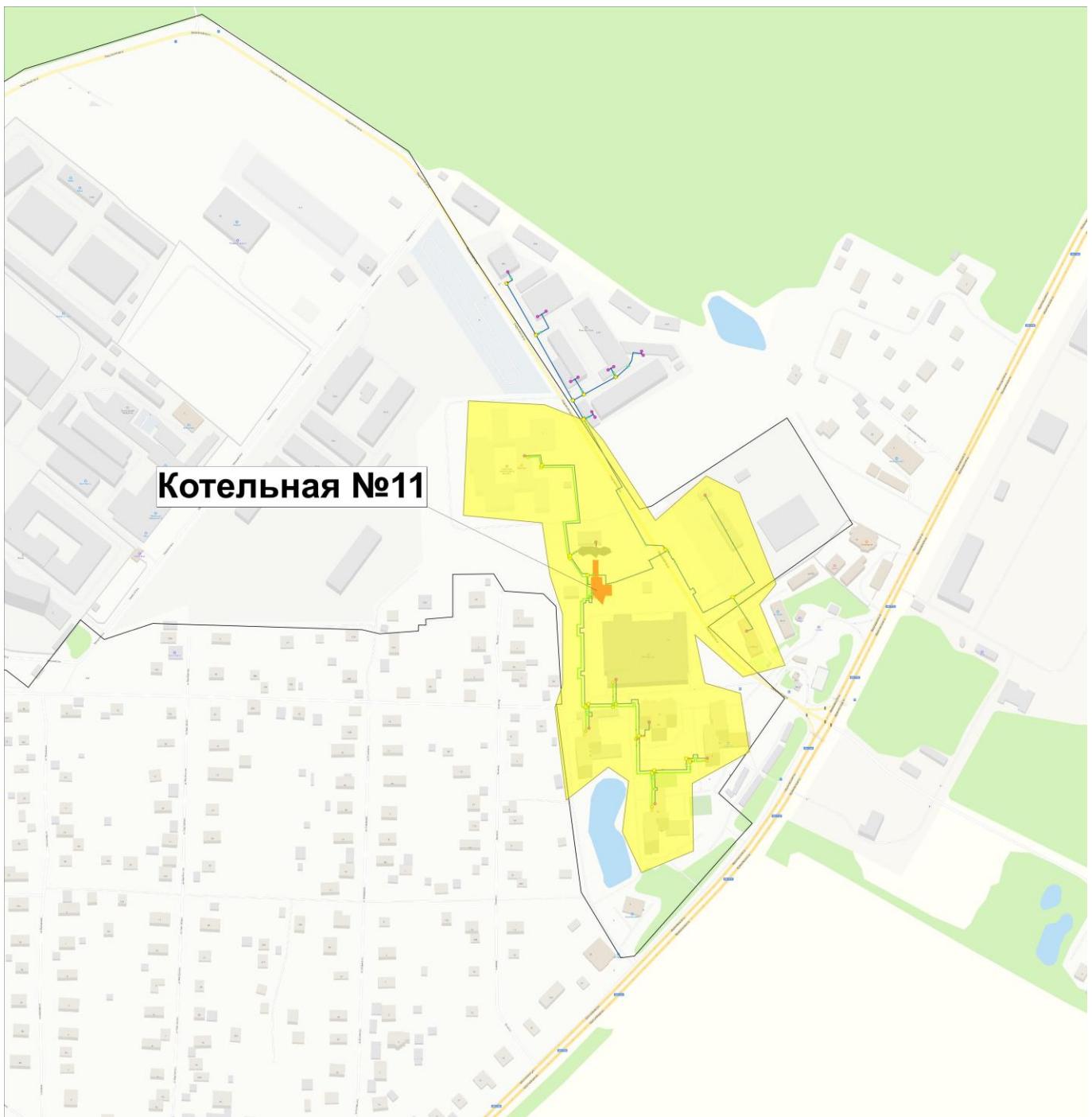
Зоной действия источника тепловой энергии является территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Расположение централизованных источников теплоснабжения с выделением зоны действия, а также основные тепловые трассы от централизованных источников к потребителям по территориальным отделам, приведены на ниже рисунках.



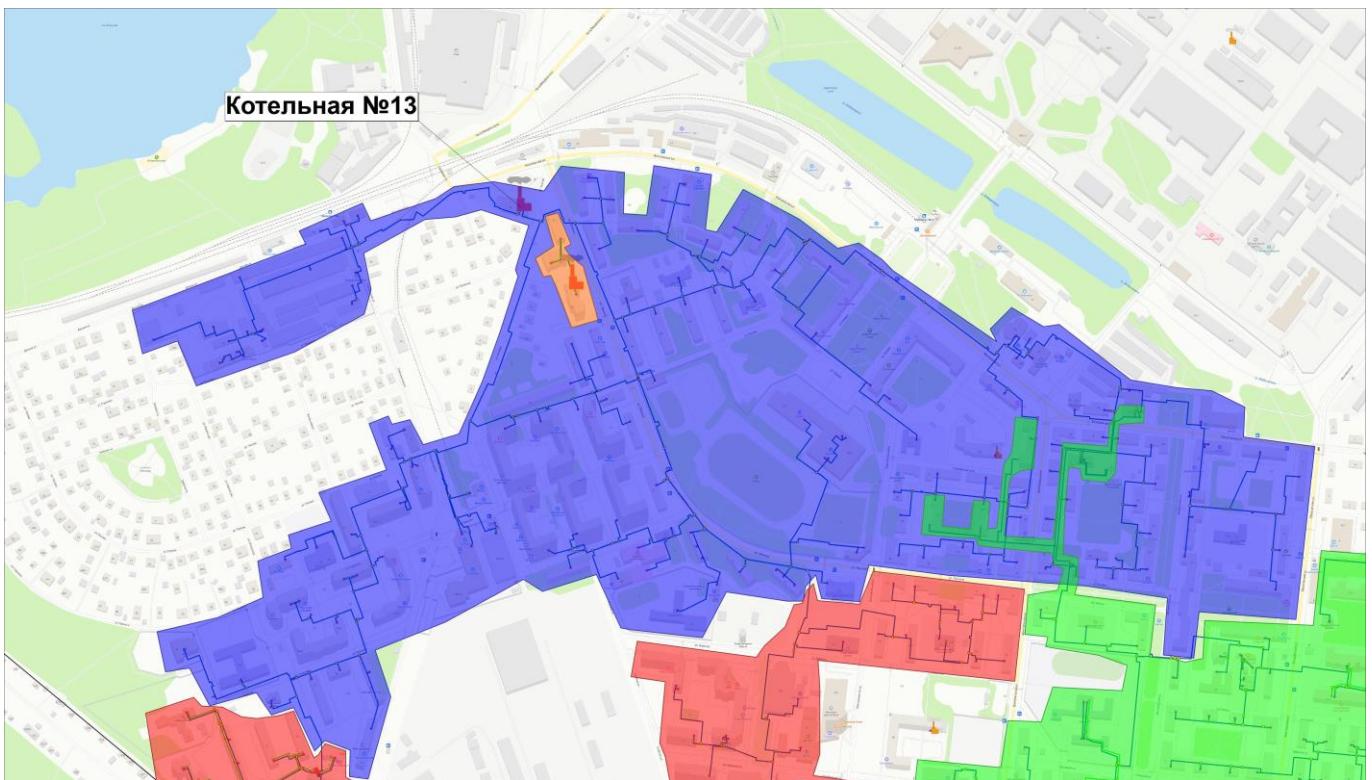
**Рисунок 1.27 – Зоны действия источников тепловой энергии на территории г.о. Фрязино**

Котельная № 11 расположена по адресу г. Фрязино, пр-д Окружной, д. 10, стр. 2. Зона действия Котельной №11 представлена на рисунке 1.28.



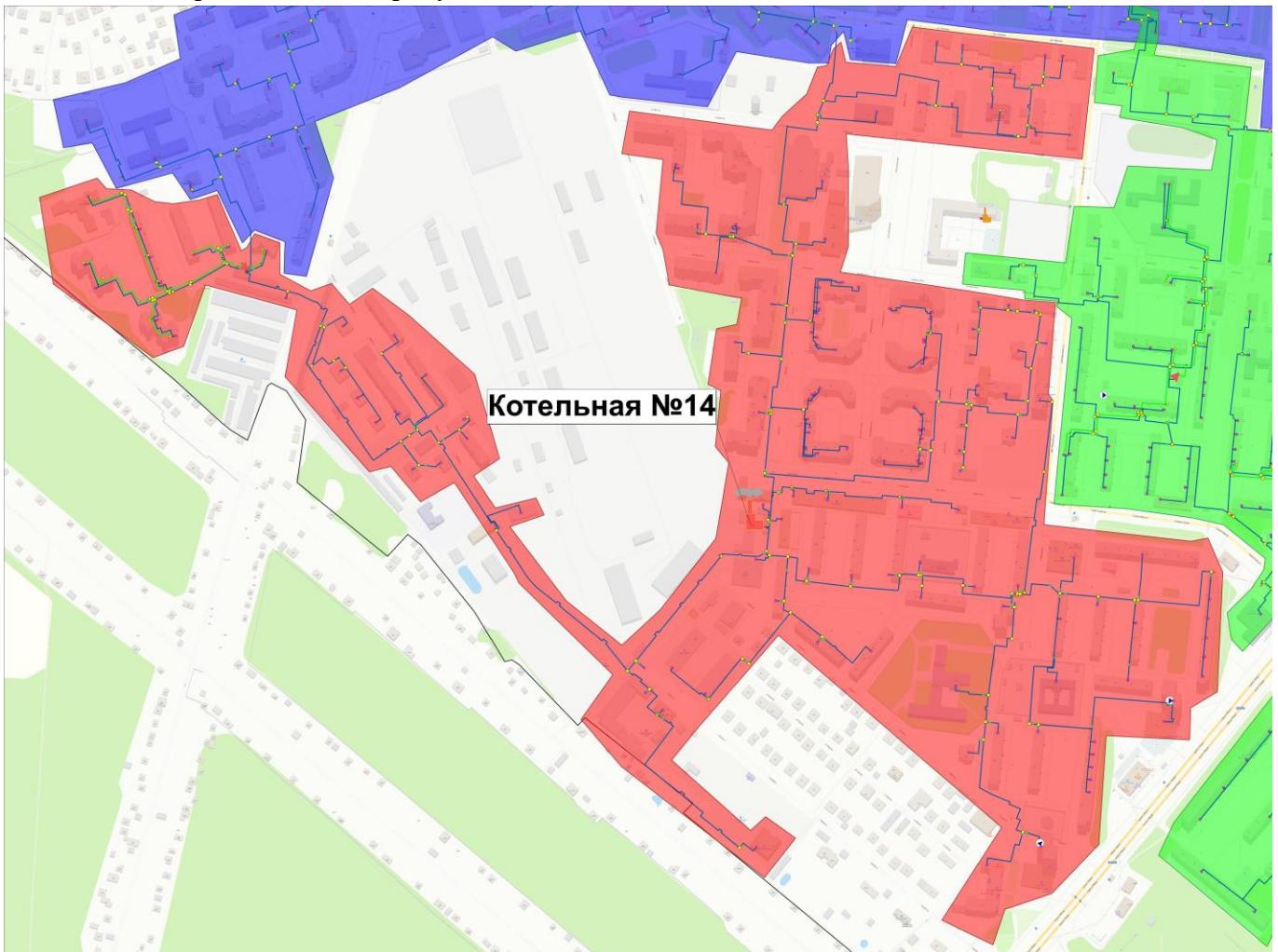
**Рисунок 1.28 -** Зона действия Котельной №11

Котельная № 13 расположена по адресу: г. Фрязино, ул. Вокзальная, д. 45. Зона действия Котельной №13 представлена на рисунке 1.29.



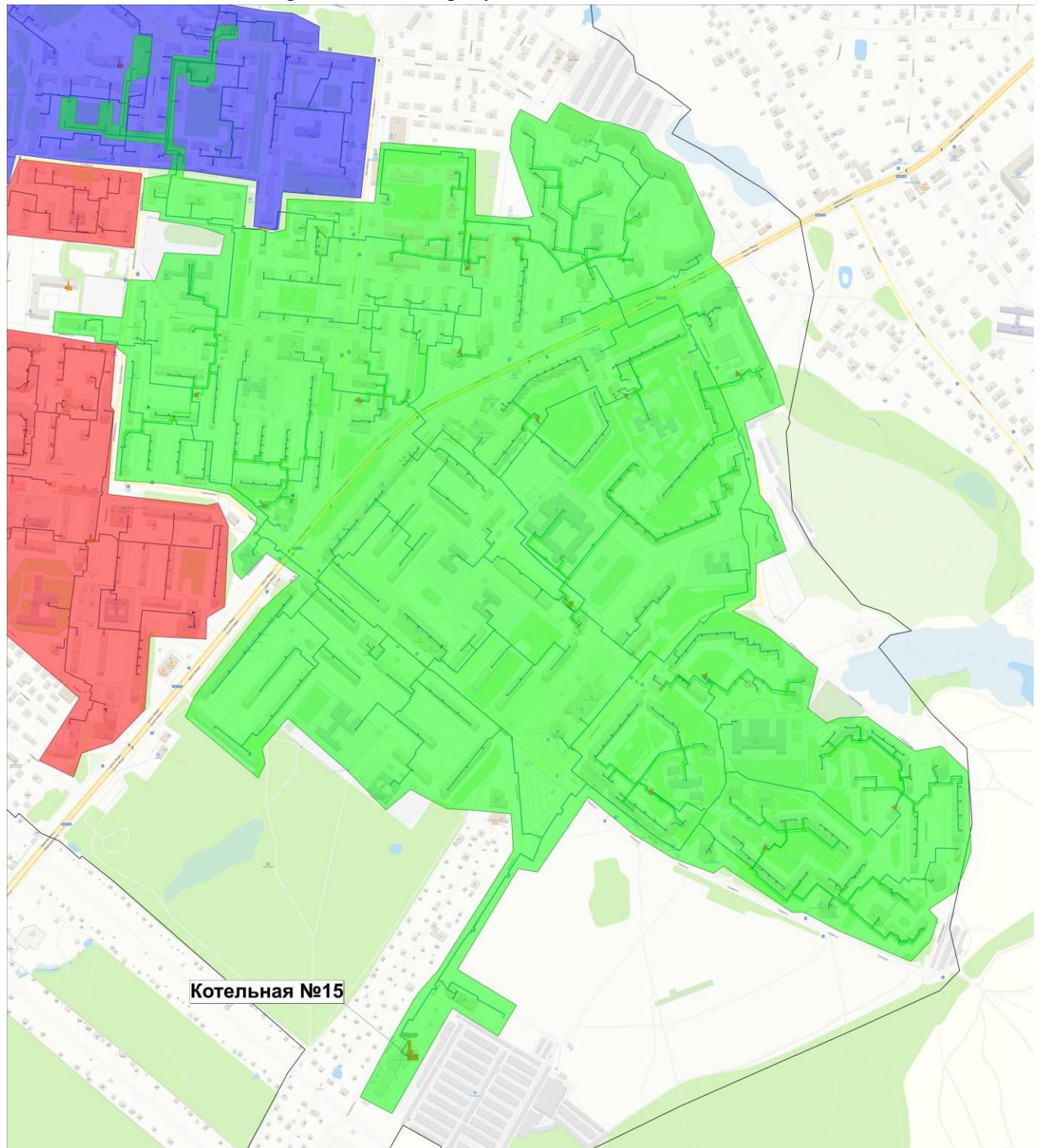
**Рисунок 1.29 – Зона действия Котельной №13**

Котельная № 14 расположена по адресу: г. Фрязино, ул. Советская, д. 21. Зона действия Котельной №14 представлена на рисунке 1.30.



**Рисунок 1.30 – Зона действия Котельной №14**

Котельная № 15 расположена по адресу: г. Фрязино, пр-д Котельный, д. 6, корп. 1. Зона действия Котельной №15 представлена на рисунке 1.31.



**Рисунок 1.31 – Зона действия Котельной №15**

Котельная № 7 расположена по адресу: г. Фрязино, ул. Ленина, д. 39. Зона действия Котельной №7 представлена на рисунке 1.32.



Рисунок 1.32 – Зона действия Котельной №7

## **Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии**

### **1.5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии**

В таблице 1.29 представлены значения спроса на тепловую энергию в расчетных элементах территориального деления.

**Таблица 1.26 – Значение спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления**

Населен-ный пункт	Наименование источника тепловой энергии	Установлен-ная мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч			
			Отопление + вентиля-ция	GBC <sub>ср.</sub>	Итого: Σ	
			Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал
г. Фрязино	Котельная №11	5,182	3,749	0,786	4,535	8000,521
	Котельная №13	30,400	32,899	4,954	37,853	88614,439
	Котельная №14	34,400	25,114	4,394	29,508	86698,872
	Котельная №15	90,000	72,467	13,657	86,124	247884,371
	Котельная №7	1,290	0,626	0,281	0,907	1028,589
	<b>ИТОГО по источникам централизованного теплоснабжения г.о. Фрязино</b>	<b>161,272</b>	<b>134,855</b>	<b>24,072</b>	<b>158,927</b>	<b>432226,792</b>

### **1.5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии**

Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии на базовый период (2023 год), представлены в таблице 1.30.

**Таблица 1.27 – Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии за 2024 год**

Населен-ный пункт	Наименование источника тепловой энергии	Установлен-ная мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч			
			Отопление + вентиля-ция	GBC <sub>ср.</sub>	Итого: Σ	
			Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал
г. Фрязино	Котельная №11	5,182	3,749	0,786	4,535	8000,521
	Котельная №13	30,400	32,899	4,954	37,853	88614,439
	Котельная №14	34,400	25,114	4,394	29,508	86698,872
	Котельная №15	90,000	72,467	13,657	86,124	247884,371
	Котельная №7	1,290	0,626	0,281	0,907	1028,589
	<b>ИТОГО по источникам централизованного теплоснабжения г.о. Фрязино</b>	<b>161,272</b>	<b>134,855</b>	<b>24,072</b>	<b>158,927</b>	<b>432226,792</b>

### **1.5.3 Случай (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

В настоящее время в России большую популярность получает индивидуальное отопление. По сути своей это системы отопления, осуществляющие обогрев в отдельно взятом помещении (частном доме или квартире).

Поквартирное отопление значительно удешевляет жилищное строительство: отпадает необходимость в дорогостоящих теплосетях, тепловых пунктах, приборах учета тепловой энергии; становится возможным вести жилищное строительство в городских районах, не обеспеченных

развитой инфраструктурой тепловых сетей, при условии надежного газоснабжения; снимается проблема окупаемости системы отопления, т.к. погашение стоимости происходит в момент покупки жилья.

Потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта, и сам определяет уровень собственного обеспечения теплом и горячей водой; снимается проблема перебоев в тепле и горячей воде по техническим, организационным и сезонным причинам. Также преимуществом подобных систем является большая гибкость настройки и малая инертность. При резком изменении погоды от момента запуска системы до прогрева помещения до расчетной температуры проходит в среднем от получаса до часа времени, хотя здесь многое зависит от типа используемого котла и способа циркуляции теплоносителя в системе.

В то же время автономные системы теплоснабжения имеют ряд неустранимых недостатков, к которым можно отнести:

- серьезное снижение надежности теплоснабжения;
- эксплуатация источников теплоснабжения персоналом не высокой квалификации, а иногда и жильцами (поквартирное отопление);
- не высокое качество теплоснабжения (в силу второго недостатка);
- повышенные уровни шума от основного и вспомогательного оборудования;
- зависимость от снабжения энергоресурсами: природным газом, электрической энергией и водой;
- отсутствие всякого рода резервирования энергетических ресурсов, любое отключение от систем водо-, электро- и газоснабжения приводит к аварийным ситуациям.

Серьёзная проблема для поквартирного отопления – это вентиляция и дымоудаление. При установке в существующих многоквартирных домах котлов с закрытой камерой сгорания, возможно задувание продуктов сгорания в соседние квартиры. Существующие системы вентиляции не соответствуют нормативам по установке индивидуальных котлов.

Таким образом, установка поквартирного отопления возможна зачастую во вновь строящихся многоквартирных домах с предусмотренной проектом системой поквартирного отопления. Система индивидуального отопления может применяться только на отдельно стоящих зданиях и сооружениях.

Переоборудование существующих объектов, подключенных к системе централизованного теплоснабжения, без значительных расходов на реализацию мероприятий по увеличению пропускной способности газотранспортной сети, реконструкции существующих систем вентиляции (в том числе систем удаления уходящих дымовых газов), без участия специализированных проектных, строительно-монтажных организаций, а также без согласования проектных решений, как со стороны собственников жилых и нежилых помещений и организаций выполнивших проект на указанный МКД, не допускается.

В настоящее время установка квартирных источников тепла запрещена в соответствии со статьей 14 пункта 15 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении".

Согласно закону Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ "О теплоснабжении" запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения.

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников на территории г.о. Фрязино не зафиксировано.

#### **1.5.4 Объем потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом**

Объем годового потребления тепловой энергии в г.о. Фрязино в расчетных элементах территориального деления за 2024 год, представлена в таблице 1.31.

**Таблица 1.28 – Объем потребления тепловой энергии по элементам территориального деления городского округа Фрязино**

№ п/п	Источник тепловой энергии	Потребление тепловой энергии*, Гкал	
		Год	Отопительный период
1	Котельная №11	7442,418	6378,223
2	Котельная №13	79299,418	65657,635
3	Котельная №14	77223,808	53064,509
4	Котельная №15	227780,311	162565,947
5	Котельная №7	845,591	4346,126
<b>ИТОГО по г.о. Фрязино</b>		<b>392591,546</b>	<b>292012,44</b>

#### **1.5.5 Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение**

Существующие нормативы потребления тепловой энергии для г.о. Фрязино на отопление и горячее водоснабжение представлены на рисунках 1.33 - 1.35.

Нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на территории городского округа Фрязино Московской области утверждены в соответствии с Распоряжением №61-РВ от 16.05.2016 Министерством жилищно-коммунального хозяйства Московской области «Об утверждении норматива расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на территории г.о. Фрязино Московской области».

Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению утвержден постановлением Главы города Фрязино Московской области №22 от 22.01.2010 г. «О внесении изменений в постановление Главы города от 23.11.2007 №903 «Об установлении тарифов на услуги МУП «Водоканал», размера платы за пользование жилым помещением, содержание и ремонт жилого помещения, нормативов потребления услуг»».



МИНИСТЕРСТВО  
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА  
МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ

РАСПОРЯЖЕНИЕ

16.05.2016 № 61-РВ

г. Москва

Об утверждении норматива расхода тепловой энергии,  
используемой на подогрев холодной воды для предоставления  
коммунальной услуги по горячему водоснабжению на территории  
городского округа Фрязино Московской области

В соответствии со статьей 157 Жилищного кодекса Российской Федерации, пунктом 3 Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг», и руководствуясь пунктом 12.22 Положения о Министерстве жилищно-коммунального хозяйства Московской области, утвержденного постановлением Правительства Московской области от 03.10.2013 № 787/44 «Об установлении штатной численности и утверждении Положения о Министерстве жилищно-коммунального хозяйства Московской области»:

1. Утвердить на территории городского округа Фрязино Московской области прилагаемые нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению (далее - нормативы расхода тепловой энергии).
2. Установить, что:
  - 2.1. Нормативы расхода тепловой энергии определены с помощью расчетного метода.
  - 2.2. Единицей измерения нормативов расхода тепловой энергии является Гкал на подогрев 1 куб. метра холодной воды.
3. Отделу координации и внешнего взаимодействия Организационно-аналитического управления в течение 10 дней с даты подписания настоящего распоряжения обеспечить его размещение на официальном сайте в сети Интернет.
4. Контроль за исполнением настоящего распоряжения возложить на заместителя министра жилищно-коммунального хозяйства Московской области И.С. Доркину.

Министр жилищно-коммунального  
хозяйства Московской области

003660  
Е.А. Хромушин

Документ создан в электронной форме. № 61-РВ от 16.05.2016. Исполнитель: Полховская Н.С.  
Страница 1 из 2. Страница создана: 16.05.2016 15:45

Правительство  
Московской области

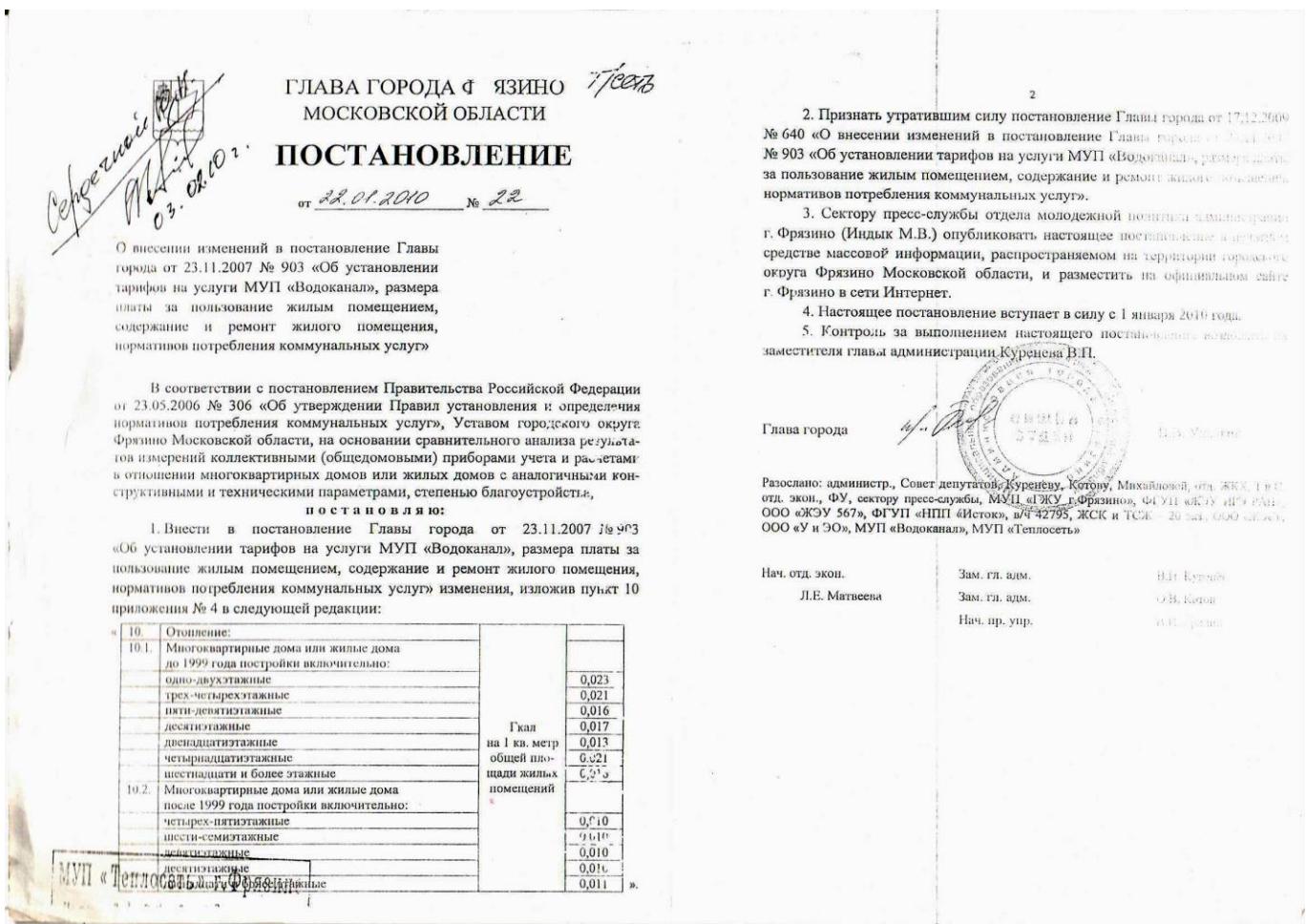
Рисунок 1.33 – Нормативы потребления коммунальных услуг населением (Распоряжение №61-РВ,  
стр. 1 из 2)

Приложение

Нормативы  
расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях  
предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на территории  
городского округа Фрязино Московской области

№ п/п	Конструктивные особенности дома	Единица измерения	Норматив расхода тепловой энергии	
			Открытая система горячего водоснабжения	Закрытая система горячего водоснабжения
Без наружной сети горячего водоснабжения				
1.	С неизолированными стояками:			
1.1.	С полотенцесушителями	Гкал на 1 куб. м	0,0646	0,0646
1.2.	Без полотенцесушителей	Гкал на 1 куб. м	0,0596	0,0596

Рисунок 1.34 – Нормативы потребления коммунальных услуг населением (Распоряжение №61-РВ,  
стр. 2 из 2)



**Рисунок 1.35** – Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению

## **1.5.6 Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии**

Величины договорных тепловых нагрузок не превышают расчетных (фактических).

### **1.5.7 Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Изменения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, зафиксированные за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, отсутствуют.

## **Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии**

### **1.6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии**

Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г., «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

- установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;
- располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);
- мощность источника тепловой энергии нетто - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Для оценки текущего состояния развития источников тепловой энергии, г.о. Фрязино и проверки достаточности установленной мощности для покрытия тепловых нагрузок, проведен расчет баланса тепловых нагрузок и мощности по каждому источнику теплоснабжения. На основе этих данных были сформированы балансы тепловой мощности по каждому источнику тепловой энергии. Тепловая нагрузка внешних потребителей в горячей воде для составления баланса тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии определена согласно п.6.1.3. «Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения» по формуле:

$$Q_{p, \text{гв}}^{\text{вн}} = \sum_{i=1}^I (Q_{o,p} + Q_{v,p} + Q_{\text{гв},p} + Q_{\text{техн},p})_i$$

где  $I$  – количество теплоиспользующих установок отдельно стоящих потребителей, присоединенных к тепловым сетям;

$Q_{o,p,i}$  – тепловая нагрузка отопления (тепловая мощность теплоиспользующих установок отопления)  $i$ -ого внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{v,p,i}$  - тепловая нагрузка вентиляции (тепловая мощность теплоиспользующих установок вентиляции)  $i$ -ого внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{\text{гв},p,i}$  - тепловая нагрузка горячего водоснабжения (тепловая мощность теплоиспользующих установок горячего водоснабжения)  $i$ -ого внешнего потребителя, Гкал/ч;

$Q_{\text{техн},p,i}$  - тепловая нагрузка на технологические нужды (тепловая мощность технологических теплоиспользующих установок в горячей воде)  $i$ -ого внешнего потребителя, Гкал/ч;

Подробная информация по балансу тепловой мощности источников тепловой энергии по г.о. Фрязино представлена в таблице 1.29.

**Таблица 1.29 – Тепловой баланс мощности теплоисточников г.о. Фрязино**

№п/п	Котельная	Установленная мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/час				Собственные нужды, Гкал/ч	Потери в сетях, Гкал/ч	Резерв/дефицит мощности, Гкал/ч
				Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Котельная №11	5,182	5,189	4,535	2,873	0,876	0,786	0,065	0,096	0,493
2	Котельная №13	30,400	30,830	37,853	30,296	2,603	4,954	0,260	0,943	-8,226
3	Котельная №14	34,400	33,770	29,508	22,265	2,849	4,394	0,274	1,131	2,857
4	Котельная №15	90,000	101,260	86,124	67,282	5,185	13,657	0,774	2,238	12,124
5	Котельная №7	1,290	1,265	0,907	0,626	0,000	0,281	0,013	0,054	0,291
	<b>Всего</b>	<b>161,272</b>	<b>172,314</b>	<b>158,927</b>	<b>123,342</b>	<b>11,513</b>	<b>24,072</b>	<b>1,386</b>	<b>4,462</b>	<b>7,539</b>

## 1.6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

В таблице 1.30 приведена структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику централизованного теплоснабжения для г.о. Фрязино. Расчет резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии был произведен на основании представленных данных теплоснабжающими организациями.

**Таблица 1.30 - Структура резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии**

№ п/п	Котельная	Установленная мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/час				Собственные нужды, Гкал/ч	Потери в сетях, Гкал/ч	Резерв/дефицит мощности, Гкал/ч
				Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Котельная №11	5,182	5,189	4,535	2,873	0,876	0,786	0,065	0,096	0,493
2	Котельная №13	30,400	30,830	37,853	30,296	2,603	4,954	0,260	0,943	-8,226
3	Котельная №14	34,400	33,770	29,508	22,265	2,849	4,394	0,274	1,131	2,857
4	Котельная №15	90,000	101,260	86,124	67,282	5,185	13,657	0,774	2,238	12,124
5	Котельная №7	1,290	1,265	0,907	0,626	0,000	0,281	0,013	0,054	0,291
<b>Всего</b>		<b>161,272</b>	<b>172,314</b>	<b>158,927</b>	<b>123,342</b>	<b>11,513</b>	<b>24,072</b>	<b>1,386</b>	<b>4,462</b>	<b>7,539</b>

Анализ представленного материала показывает, что имеется дефицит тепловой мощности на котельной №13.

Дефицит тепловой мощности для котельной обусловлен превышением расчетной тепловой нагрузки потребителей над располагаемой мощностью котельных.

## 1.6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю

Гидравлические режимы тепловых сетей обеспечивает насосное оборудование источников и центральных тепловых пунктов.

При расчёте гидравлического режима тепловой сети решаются следующие задачи:

- 1) определение диаметров трубопроводов;
- 2) определение падения давления-напора;
- 3) определение действующих напоров в различных точках сети;
- 4) определение допустимых давлений в трубопроводах при различных режимах работы и состояниях теплосети.

При проведении гидравлических расчетов используются схемы и геодезический профиль теплотрассы, с указанием размещения источников теплоснабжения, потребителей теплоты и расчетных нагрузок.

При проектировании и в эксплуатационной практике для учета взаимного влияния геодезического профиля района, высоты абонентских систем, действующих напоров в тепловой сети пользуются пьезометрическими графиками. По ним нетрудно определить напор (давление) и располагаемое давление в любой точке сети и в абонентской системе для динамического и статического состояния системы.

1. Давление (напор) в любой точке обратной магистрали не должно быть выше допускаемого рабочего давления в местных системах.
2. Давление в обратном трубопроводе должно обеспечить залив водой верхних линий и приборов местных систем отопления.
3. Давление в обратной магистрали во избежание образования вакуума не должно быть ниже 0,05-0,1 МПа (5-10 м вод. ст.).
4. Давление на всасывающей стороне сетевого насоса не должно быть ниже 0,05 МПа (5 м вод. ст.).
5. Давление в любой точке подающего трубопровода должно быть выше давления вскипания при максимальной температуре теплоносителя.
6. Располагаемый напор в конечной точке сети должен быть равен или больше расчетной потери напора на абонентском вводе при расчетном пропуске теплоносителя.
7. В летний период давление в подающей и обратной магистрали принимают больше статического давления в системе ГВС.

Гидравлический расчет выполнен на электронной модели схемы теплоснабжения в Zulu Thermo 2021. Электронная модель используется в качестве основного инструментария для проведения гидравлических расчетов для различных сценариев развития системы теплоснабжения г.о. Фрязино. Результаты расчета представлены в пьезометрических графиках, построенных на основании расчета, для участков тепловых сетей от источников тепла до наиболее удаленного потребителя, в п. 1.3.8.

Из анализа пьезометрических графиков (см. п.1.3.8.) следует вывод, что существующие системы теплоснабжения, напоры и расходы теплоносителя в тепловых сетях от источников тепла до потребителей способны обеспечивать потребителей тепловой энергией требуемого качества и в нужном количестве. В целом гидравлические режимы тепловых сетей, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, можно охарактеризовать как удовлетворительные. Дефициты по пропускной способности тепловых сетей отсутствуют, а резервы по пропускной способности достаточны для удовлетворения текущих потребностей г.о. Фрязино.

#### **1.6.4 Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

Дефицит тепловой энергии – технологическая невозможность обеспечения тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, объема поддерживаемой резервной мощности и подключаемой тепловой нагрузки. Дефицит тепловой мощности имеет двойственную природу - при отсутствии приборного учёта потребленного тепла его количество определяется по проектным данным, которые часто значительно завышены. После установки узлов учёта тепловой энергии у потребителей расчётный дефицит снижается до реального нуля.

Основные причины возникновения дефицита тепловой мощности:

- недостаточно тепловой мощности тепловых источников (котельных);
- подключение новых потребителей, не обеспеченных мощностями на источнике теплоснабжения;
- разбалансировка системы теплоснабжения;
- большие потери в тепловых сетях.

Дефициты тепловой мощности на тепловых источниках приводят к ухудшению качества теплоснабжения потребителей при расчетных и близких к ним температурах наружного воздуха.

### **1.6.5 Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

Анализ возможности расширения технологических зон действия источников тепловой энергии г.о. Фрязино представлен в таблице 1.34.

**Таблица 1.31 – Возможность расширения технологических зон действия источников тепловой энергии г.о. Фрязино**

№ п/п	Источник	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Ограничение тепловой мощности котельной		Возможность расширения технологической зоны действия источника
				Гкал/ч	%	
1	Котельная №11	5,182	5,189	0,493	9,50%	присутствует
2	Котельная №13	30,400	30,830	-8,226	-26,68%	отсутствует
3	Котельная №14	34,400	33,770	2,857	8,46%	присутствует
4	Котельная №15	90,000	101,260	12,124	11,97%	присутствует
5	Котельная №7	1,290	1,265	0,291	23,00%	присутствует

Возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности в зоны действия с дефицитом тепловой мощности в г.о. Фрязино практически отсутствуют. Это связано с отсутствием значительных резервов на источниках тепла и с разбросанностью и оторванностью друг от друга локальных участков тепловых сетей, что создает проблемы по резервированию тепловых мощностей в случаях серьезных повреждений на участках теплотрассы или на источнике тепла.

### **1.6.6 Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки, а также величина средневзвешенной плотности тепловой нагрузки, каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Сравнение балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки за 2023г. и 2024г. представлено в таблице 1.32.

**Таблица 1.32 – Сравнение балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки за 2023 год и 2024 год.**

№ п/п	Источник	Установленная мощность		Располагаемая тепловая мощность		Расход тепла на собственные и хоз. нужды		Тепловая мощность котельной нетто		Потери тепловой энергии, Гкал/ч		Присоединенная тепловая нагрузка		Резерв (+) / Дефицит (-) тепловой мощности котельной, нетто	
		Гкал/ч		Гкал/ч		Гкал/ч		Гкал/ч		Гкал/ч		Гкал/ч		Гкал/ч	
		2023 г	2024 г	2023 г	2024 г	2023 г	2024 г	2023 г	2024 г	2023 г	2024 г	2023 г	2024 г	2023 г	2024 г
1	Котельная №11	5,182	5,182	5,169	5,189	0,065	0,065	5,104	5,124	0,096	0,096	4,535	4,535	0,473	0,493
2	Котельная №13	30,4	30,400	30,47	30,830	0,26	0,260	30,210	30,570	0,943	0,943	37,679	37,853	-8,412	-8,226
3	Котельная №14	34,4	34,400	33,77	33,770	0,274	0,274	33,496	33,496	1,131	1,131	29,067	29,508	3,298	2,857
4	Котельная №15	90	90,000	98,44	101,260	0,774	0,774	97,666	100,486	2,238	2,238	85,767	86,124	9,661	12,124
5	Котельная №7	1,29	1,290	1,29	1,265	0,013	0,013	1,277	1,252	0,054	0,054	0,907	0,907	0,316	0,291

## **Часть 7. Балансы теплоносителя**

Теплоснабжение в г.о. Фрязино организовано как по открытой, так и по закрытой схеме, в которой не предусматривается использование сетевой воды потребителями для нужд горячего водоснабжения путем ее санкционированного отбора из тепловой сети.

В системе теплоснабжения возможна утечка сетевой воды из тепловых сетей, в системах теплопотребления через неплотности соединений и уплотнений трубопроводной арматуры, насосов. Потери компенсируются на котельных подпиточной водой, количество которой должно соответствовать величинам утечек.

Проектная производительность водоподготовительных установок превосходит существующую потребность, что позволяет наращивать теплопотребление без существенных вложений в водоподготовку.

Подготовка теплоносителя для подпитки тепловых сетей в г.о. Фрязино организована с применением водоподготовительных установок. Водоподготовка на всех котельных предполагает использование воды из водопровода в качестве исходной.

На ряде не автоматизированных котельных используется вакуумная деаэрация, позволяющая произвести более глубокую очистку теплоносителя от кислорода и других газовых факторов коррозии трубопроводов. На автоматизированных котельных и котельных малой мощности деаэрация не используется. В теплоснабжающих организациях имеется опыт использования комплексов с целью повышения эффективности водно-химического режима.

### **1.7.1 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть**

Установка для подпитки системы теплоснабжения на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воды соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов. Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать технологические потери и затраты сетевой воды в тепловых сетях и затраты сетевой воды на горячее водоснабжение у конечных потребителей.

Согласно СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 среднегодовая утечка теплоносителя (м. куб./ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Технологические потери теплоносителя включают количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплопотребления при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей, промывку, дезинфекцию, проведение регламентных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей.

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды ( $G_3$ , м. куб./ч) составляет:

$$G_3 = 0,0025V_{TC} + G_M$$

где  $G_M$  – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой сети;

$V_{TC}$  - объем воды в системах теплоснабжения, м. куб.

При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 м. куб. на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м. куб. на 1 МВт – при открытой системе и 30 м. куб. на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения.

Для открытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (Гом, м<sup>3</sup>/ч), подаваемой с источника, составляет:

$$G_{\text{ом}} = 0,0025V_{\text{TC}} + G_{\text{ГВМ}}$$

где  $G_{\text{ГВМ}}$  – максимальный расход воды на горячее водоснабжение, м<sup>3</sup>/ч.

При отсутствии информации о типе нагревательных приборов, которыми оснащены системы теплопотребления (отопления, приточной вентиляции), допустимо принимать значение удельного объема для систем в размере 30 м<sup>3</sup>ч/Гкал. Ёмкость местных систем горячего водоснабжения в открытых системах теплоснабжения можно определять при  $v=6$  м<sup>3</sup>ч/Гкал средней часовой тепловой нагрузки.

Структура балансов производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети источников тепловой энергии городского округа, приведены в таблице 1.33.

**Таблица 1.33 – Баланс теплоносителя и подпитки тепловой сети**

№ п/п	Наименование источника	Объем магистральных, квартальных тепловых сетей		Объем систем тепlopотребления		Фактический объем теплосетей		Отпуск теплоносителя из тепловых се- тей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)		Расчетная подпитка теплосети в экс- плуатационном режиме		Необходимая аварийная подпитка теп- лосети		Максимальная подпитка тепловой сети в эксплуатационном режиме		Фактическая производительность ВПУ		Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ		Доля резерва		Количество баков-аккумуляторов теп- лоносителя		Емкость баков аккумуляторов		Срок службы		Тип системы ХВО
		м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /ч	%	шт.	тыс. м <sup>3</sup>	лет	-										
1	Котельная №11	41,60	112,47	154,07	0,00	0,39	3,08	0,39	2,5	2,11	84,6	2	0,126	10													Натрий-катионит. АКВАФЛОУ DC SP 62006	
2	Котельная №13	582,30	987,69	1569,99	0,00	3,92	31,40	3,92	30	26,08	86,9	1	0,1	20													Натрий-катионит. фильтры	
3	Котельная №14	586,30	740,46	1326,76	21,37	3,32	26,54	24,68	60	35,32	58,9	2	0,8	20													Натрий-катионит. фильтры	
4	Котельная №15	2071,90	2163,75	4235,65	55,28	10,59	84,71	65,87	180	114,13	63,4	3	1,2	20													Натрий-катионит. фильтры	
5	Котельная №7	2,08	18,78	20,86	0,00	0,05	0,42	0,05	25	24,95	99,8	0	0	10													Натрий-катионит. фильтры	

Существующие системы ХВО котельных г.о. Фрязино обеспечивают подпитку теплосети в соответствии с требованиями норм.

### **1.7.2 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения**

Норматив аварийной подпитки имеет в виду инцидентную подпитку, которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов теплосети. Именно эта подпитка и называется аварийной подпиткой. При возникновении аварийной ситуации в системе теплоснабжения возможно организовать обеспечение подпитки тепловой сети путем использования связи между трубопроводами или за счет использования существующих баков аккумуляторов.

В силу сложившейся, преимущественно радиальной схеме исполнения тепловых сетей, аварийные ситуации на магистральных участках тепловых сетей ведут к остановке источника (отключению неисправного участка и следующих за ним участков тепловой сети). Аварии на внутридворовых распределительных тепловых сетях не приводят к критичным потерям теплоносителя, по причине малых диаметров внутридворовых тепловых сетей, а аварийная подпитка при этом может осуществляться неподготовленной (водопроводной) водой, при аварийной подпитке более производительности системы ХВО. В соответствии с СП 124.13330.2012 Термальные сети, аварийная подпитка в количестве 2 % от объема воды в тепловых сетях и присоединенных к ним систем теплопотребления осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения. Балансы водоподготовительных установок для аварийных режимов работы тепловых сетей теплоснабжающими компаниями не утверждаются. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для аварийных режимов работы тепловых сетей теплоснабжающими компаниями не утверждаются.

Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения показаны в п/п 1.7.1 в таблице 1.36.

Сравнение объемов аварийной подпитки с объемом тепловых сетей поселения позволяет сделать вывод о достаточности существующих мощностей ВПУ и баков-аккумуляторов, которые обеспечивают аварийную подпитку. Дополнительные мероприятия по повышению объемов аварийной подпитки не требуются.

### **1.7.3 Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

За период с момента утверждения раннее разработанной Схемы теплоснабжения изменений в балансах водоподготовительных установок не зафиксировано.

## **Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом**

### **1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии**

В качестве основного топлива на всех источниках тепловой энергии г.о. Фрязино используется природный газ.

В таблице 1.34 представлены виды используемого топлива на источниках тепловой энергии городского округа

**Таблица 1.34 – виды используемого топлива на источниках тепловой энергии городского округа**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Виды топлива	
		основное	резервное
1	Котельная №11	газ	отсутствует
2	Котельная №13	газ	отсутствует
3	Котельная №14	газ	отсутствует
4	Котельная №15	газ	мазут
5	Котельная №7	газ	отсутствует

Данные о количестве потребленного основного топлива источниками тепла городского округа за базовый 2024 год, приведены в таблице 1.37.

**Таблица 1.35 – Количество основного топлива, потребленного на источниках тепловой энергии**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Теплотворная способность топлива, ккал/м <sup>3</sup>	Расход газа, тыс. м <sup>3</sup>	Расход газа в условном топливе, т <sub>у.т</sub>	Удельный расход топлива, кг/Гкал(на отпуск)
1	Котельная №11	8302	1040,277	1230,456	157,15
2	Котельная №13	8302	11687,095	13818,433	156,96
3	Котельная №14	8302	11399,773	13498,915	157,35
4	Котельная №15	8302	32352,118	38286,893	155,87
5	Котельная №7	8302	134,755	159,454	157,83
<b>Итого</b>			<b>56614,018</b>	<b>66994,151</b>	<b>157,032</b>

### **1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями**

Согласно представленным данным, резервное топливо практически для всех источников тепловой энергии г.о. Фрязино не предусматривается, за исключением:

- Котельная №15, для которой резервным топливом является мазут.

Норматив создания запасов топлива на источниках тепла рассчитывается в соответствии с «Порядком определения нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии» утвержденным приказом Минэнерго России от 10 августа 2012 г. N 377.

Неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ) определяется для котельных в размере, обеспечивающем поддержание плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

Для электростанций и котельных, работающих на газе, ННЗТ устанавливается по резервному топливу.

Расчетный размер ННЗТ определяется по среднесуточному плановому расходу топлива самого холодного месяца отопительного периода и количеству суток, определяемых с учетом вида

топлива и способа его доставки:

$$ННЗТ = Q_{\max} \times H_{cp.m} \times \frac{1}{K} \times T \times 10^3 \text{ (тыс. т)}$$

где  $Q_{\max}$  – среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельной) в самом холодном месяце, Гкал/сутки;

$H_{cp.m}$  – расчетный норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца, т у.т./Гкал;

$K$  – коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо;

$T$  – длительность периода формирования объема неснижаемого запаса топлива, сут.

Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, определяется в зависимости от вида топлива и способа его доставки в соответствии с таблицей 1.36.

**Таблица 1.36 – Длительность периода формирования объема ННЗТ**

Вид топлива	Способ доставки топлива	Объем запаса топлива, сутки
твердое	железнодорожный транспорт	14
твердое	автотранспорт	7
жидкое	железнодорожный транспорт	10
жидкое	автотранспорт	5

Общий нормативный запас основного и резервного топлива (ОНЗТ) рассчитывается по сумме неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ).

Результаты расчетов неснижаемого нормативного запаса резервного топлива для прочих источников тепла приведены в таблице 1.37.

**Таблица 1.37 – Неснижаемый нормативный запас резервного топлива**

Наименование котельной	Вид резервного топлива	Расчетный годовой запас, т		
		ОНЗТ	ННЗТ	НЭЗТ
Котельная №15	мазут	983	780	203

### 1.8.3 Описание характеристик и объемов сжигаемых видов топлив на каждом объекте теплоснабжения

Характеристики и объемы сжигаемых видов топлив на каждом объекте теплоснабжения приведены в таблицах 1.36-1.37.

### 1.8.4 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Поставщиком газа для нужд котельных АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» является ООО «Газпром трансгаз Москва».

Средняя калорийность топлива на 2024 год составляет 8297 ккал/м<sup>3</sup>.

Источником газоснабжения г.о. Фрязино является кольцевой газопровод Московской области (КГМО) с условным диаметром  $D_u = 800$  мм и  $D_u = 1200$  мм  $P \leq 5,5$  МПа, от которого природный газ поступает на ГРС "Литвиново", пропускной способностью 25,0 тыс. нм<sup>3</sup>/час и ГРС "Монино" с пропускной способностью 90,0 тыс. нм<sup>3</sup>/час, от которой по газопроводу условным диаметром  $D_u = 350$  мм и давлением  $P \leq 1,2$  МПа газ подается на ГГРП "Фрязино".

Ограничений поставок топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха нет.

Сбоев поставки основного вида топлива не зафиксировано. Количество поставляемого топлива всем потребителям обеспечивает потребности в производстве тепловой энергии в течение всего года. В зафиксированный минимум температур наружного воздуха в 2023 году перерывы в поставках топлива отсутствовали.

Критического снижения давления природного газа, при котором происходит аварийное отключение газоиспользующего оборудования, не наблюдалось. Количество поставляемого газового топлива на источники тепла (лимит) обеспечивает потребности в производстве тепловой энергии в течение всего периода года.

В качестве примера физико-химические показатели газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-87 показаны на рисунках 1.36 – 1.37.

ПАО «Газпром»  
ООО «Газпром трансгаз Москва»  
Московское ЛПУМГ

Адрес: 108814, г. Москва, поселение Сосенское, пос. Газопровод.

Телефон: 8 (495) 817-15-58



**ПАСПОРТ № ГГП-55-11-2024**  
качества газа горючего природного за ноябрь 2024 г.

СХ

ООП

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу **КГМО (кольцевой газопровод Московской области)**, покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): Алферово, Буньково, ГТ ТЭЦ Шелково, Гжель, 9 Ногинск, 38 Жуклино, 47 Дуброво, Егорьевск-1, Егорьевск-2, Изовер, Кроношпан, Икша, Ильинский Погост, Красноармейск, Курковское, Ликино-Дулево-1, Ликино-Дулево-2, Лесное, Литвиново-2, Черноголовка, Ногинск, Обухово, Орехово-Зуево, Орловский, Павловский Посад, Петровская, Покров, Пушкино, Раменское, Ногинской КС, Северная, Софрино, Сергиев Посад, Стрелки, Фрязино, Хотьково, Электрогорск, Электроугли, Электроугли-2, Южная.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.
4. Место отбора проб газа: **ГРС Ногинской КС**
5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Страница 1 из 3 Паспорт № ГГП-55-11-2024

**Рисунок 1.36 – Паспорт качества газа, поставляемого ООО «Газпром трансгаз Москва», за октябрь 2024 года**

Таблица

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Среднемесячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2020 (метод Б)		
	метан			не нормируется	94,31
	этан			не нормируется	3,39
	пропан			не нормируется	1,04
	изо-бутан			не нормируется	0,156
	норм-бутан			не нормируется	0,151
	нео-пентан			не нормируется	менее 0,005
	изо-пентан			не нормируется	0,0261
	норм-пентан			не нормируется	0,0185
	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0168
	диоксид углерода			не более 2,5	0,301
	азот			не нормируется	0,558
	кислород			не более 0,050	0,0056
	водород			не нормируется	0,0159
	гелий			не нормируется	0,0095
2	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup> ккал/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2021	не менее 31,80 не менее 7600	34,87 8327
3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м <sup>3</sup> ккал/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2021	41,20 – 54,50 9840 - 13020	50,19 11987
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2021	не нормируется	0,7134
5	Массовая концентрация сероводорода	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2-2021	не более 0,020	менее 0,0010
6	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м <sup>3</sup>		не более 0,036	0,0066
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствуют
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ 20060-2021	ниже температуры газа	Минус 16,1
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°C	—	не нормируется	+11,7
*10	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2021	не менее 3	3

\*Показатель определяется газораспределительной организацией и распространяется только на ГГП коммунально-бытового назначения. Для ГГП промышленного назначения показатель устанавливают по согласованию с потребителем.

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа – температура 25 °C, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерений объема газа – температура 20 °C, давление 101,325 кПа. При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 1-10 определены средствами измерений, установленными в Химико-аналитической лаборатории Московского ЛПУМГ (заключение № РТ-ОСИ-4900-142-2023 о состоянии измерений в лаборатории от 25.09.2023г).

Ответственный исполнитель

Т.М. Тугушева

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана

наименование региональной компанией по реализации газа или филиала  
покупателю (потребителю) по его запросу

наименование предприятия

«\_\_\_» 20 \_\_\_ г.

Страница 2 из 3 Паспорт № ГГП-50-10-2024

Рисунок 1.37 – Паспорт качества газа, поставляемого ООО «Газпром трансгаз Москва», за октябрь 2024 года

### **1.8.5 Описание использования местных видов топлива**

На источниках тепловой энергии в г.о. Фрязино местные виды топлива не используются.

### **1.8.6 Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения**

Основным видом топлива для муниципальных и ведомственных котельных является природный газ. Средняя калорийность топлива на 2023 год составляет 8297 ккал/м<sup>3</sup>.

Уголь для выработки тепловой энергии не используется.

### **1.8.7 Описание преобладающего в городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем городском округе**

На территории г.о. Фрязино преобладающим видом топлива является природный газ.

### **1.8.8 Описание приоритетного направления развития топливного баланса городского округа**

Приоритетным направлением развития топливного баланса является использование природного газа.

### **1.8.9 Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Динамика потребления топлива на источниках тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не изменилась.

## Часть 9. Надёжность теплоснабжения

### 1.9.1 Категория надежности котельных по отпуску тепловой энергии потребителям

Надежность системы теплоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией в течение заданного периода, недопущение опасных для людей и окружающей среды ситуаций. Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии. Главный критерий надежности систем теплоснабжения — безотказная работа элемента (системы) в течение расчетного времени.

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов  $n_{\text{от}}$  [1/год] и относительный аварийный недоступ тепла  $Q_{\text{ав}}/Q_{\text{расч}}$ , где  $Q_{\text{ав}}$  — аварийный недоотпуск тепла за год [Гкал],  $Q_{\text{расч}}$  — расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год [Гкал]. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

1. Показатель надежности электроснабжения источников тепла ( $K_E$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии резервного электроснабжения  $K_E = 1,0$ ;
- при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):
  - до 5,0 —  $K_E = 0,8$ ;
  - 5,0 — 20 —  $K_E = 0,7$ ;
  - свыше 20 —  $K_E = 0,6$ .

2. Показатель надежности водоснабжения источников тепла ( $K_B$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии второго независимого водовода, артезианской скважины или емкости с запасом воды на 12 часов работы отопительной котельной при расчетной нагрузке  $K_B = 1,0$ ;
- при отсутствии резервного водоснабжения при мощности отопительной котельной;
  - до 5,0 Гкал/ч —  $K_B = 0,8$ ;
  - свыше 5,0 до 20 Гкал/ч —  $K_B = 0,7$ ;
  - свыше 20 Гкал/ч —  $K_B = 0,6$ .

3. Показатель надежности топливоснабжения источников тепла ( $K_T$ ) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- при наличии резервного топлива  $K_T = 1,0$ ;
- при отсутствии резервного топлива при мощности отопительной котельной;
  - до 5,0 Гкал/ч —  $K_T = 1,0$ ;
  - свыше 5,0 до 20 Гкал/ч —  $K_T = 0,7$ ;
  - свыше 20 Гкал/ч —  $K_T = 0,5$ .

4. Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей ( $K_B$ ).

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10% - Кб = 1,0;
- свыше 10 до 20% - Кб = 0,8;
- свыше 20 до 30% - Кб = 0,6;
- свыше 30% - Кб = 0,3.

5. Показатель уровня резервирования (**K<sub>p</sub>**) источников тепла и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

- резервирование выше 90 до 100% нагрузки - K<sub>p</sub> = 1,0
- резервирование выше 70 до 90% нагрузки - K<sub>p</sub> = 0,7
- резервирование выше 50 до 70% нагрузки - K<sub>p</sub> = 0,5
- резервирование выше 30 до 50% нагрузки - K<sub>p</sub> = 0,3
- резервирование менее 30% нагрузки - K<sub>p</sub> = 0,2

6. Показатель технического состояния тепловых сетей (**K<sub>c</sub>**), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

- до 10% - K<sub>c</sub> = 1,0;
- выше 10% до 20% - K<sub>c</sub> = 0,8;
- выше 20% до 30% - K<sub>c</sub> = 0,6;
- выше 30% - K<sub>c</sub> = 0,5.

7. Показатель интенсивности отказов тепловых сетей (**K<sub>отк</sub>**), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года.

$$И_{отк} = \frac{n_{отк}}{3S} \left[ \frac{1}{\text{км}\cdot\text{год}} \right],$$

Где **n<sub>отк</sub>** – количество отказов за последние три года;

**S** — протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов (**И<sub>отк</sub>**) определяется показатель надежности (**K<sub>отк</sub>**):

- до 0,5 – КОТК = 1,0;
- 0,5 – 0,8 – КОТК = 0,8;
- 0,8 – 1,2 – КОТК = 0,6;
- выше 1,2 – КОТК = 0,5.

8. Показатель относительного недоотпуска тепла (**K<sub>НЕД</sub>**) в результате аварий и инцидентов определяется по формуле:

$$Q_{нед} = \frac{Q_{ав}}{Q_{факт}} \times 100 [\%],$$

Где **Q<sub>ав</sub>** – аварийный недоотпуск тепла за последние 3 года;

**Q<sub>факт</sub>** – фактический отпуск тепла системой теплоснабжения за последние три года.

В зависимости от величины недоотпуска тепла (**Q<sub>НЕД</sub>**) определяется показатель надежности (**K<sub>НЕД</sub>**):

- до 0,1 – КНЕД = 1,0;
- 0,1 – 0,3 – КНЕД = 0,8;
- 0,3 – 0,5 – КНЕД = 0,6;
- выше 0,5 – КНЕД = 0,5.

9. Показатель качества теплоснабжения (**K<sub>ж</sub>**), характеризуемый количеством жалоб потреби-

бителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$$Ж = \frac{Д_{жал}}{Д_{сумм}} \times 100 [\%],$$

Где  $D_{сумм}$  — количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;

$D_{жал}$  — количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента ( $Ж$ ) определяется показатель надежности ( $K_Ж$ ):

- до 0,2 —  $K_Ж = 1,0$ ;
- 0,2 — 0,5 —  $K_Ж = 0,8$ ;
- 0,5 — 0,8 —  $K_Ж = 0,6$ ;
- свыше 0,8 —  $K_Ж = 0,4$ .

10. Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ( $K_{над}$ ) определяется как средний по частным показателям  $K_Э$ ,  $K_B$ ,  $K_T$ ,  $K_B$ ,  $K_P$  и  $K_C$ :

$$K_{над} = \frac{K_Э + K_B + K_T + K_B + K_P + K_C + K_{отк} + K_{нед} + K_Ж}{n},$$

где  $n$  — число показателей, учтенных в числителе.

Системы теплоснабжения, признанные по общему показателю надежности высоконадежными и надежными, в части обеспечения элементной надежности внешними системами электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии могут признаваться ненадежными.

11. Общий показатель надежности систем теплоснабжения городского округа (при наличии нескольких систем теплоснабжения) определяется:

$$K_{над}^{сист} = \frac{Q_1 \cdot K_{над}^1 + Q_2 \cdot K_{над}^2 + \dots + Q_n \cdot K_{над}^n}{Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n},$$

где  $K_{над}^1$ ,  $K_{над}^2$ , ...,  $K_{над}^n$  — значения показателей надежности отдельных систем теплоснабжения;

$Q_1$ ,  $Q_2$ , ...,  $Q_n$  — расчетные тепловые нагрузки потребителей отдельных систем теплоснабжения.

Данные по расчету коэффициента надежности, систем теплоснабжения г.о. Фрязино, приведены в таблице 1.41.

**Таблица 1.38 – Показатели надежности системы теплоснабжения г.о. Фрязино**

№ п/п	Адрес источника тепловой энергии	Показатель надежности электроснабжения		Показатель надежности водоснабжения		Показатель надежности теплоснабжения		Показатель соответствия тепловой мощности фактическим тепловым нагрузкам		Показатель уровня резервирования		Показатель технического состояния тепловых сетей		Показатель интенсивности отказов тепловых сетей		Показатель относительного недоотпуска тепла		Показатель качества теплоснабжения		Показатель надежности	
		KЭ	KВ	Kт	Kб	Kр	Kс	Kотк	Kнед	Kжал	Kнад										
<b>Котельные АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»</b>																					
1	Котельная №11	1	1	0,7	1	-	1	1	1	1	0,963										
2	Котельная №13	1	0,6	0,5	1	-	1	1	1	1	0,888										
3	Котельная №14	1	0,6	0,5	1	-	1	1	1	1	0,888										
4	Котельная №15	1	1	1	1	-	1	1	1	1	1,000										
5	Котельная №7	0,7	0,7	0,7	1	-	1	1	1	1	0,888										
<b>Итого по ГО Фрязино</b>		<b>0,94</b>	<b>0,78</b>	<b>0,68</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0,925</b>										

Оценка надежности систем теплоснабжения осуществляется в зависимости от полученных показателей надежности. Системы теплоснабжения с точки зрения надежности могут быть оценены как:

- высоконадежные – более 0,9;
- надежные – 0,75 – 0,89;
- малонадежные – 0,5 – 0,74;
- ненадежные – менее 0,5.

Таким образом, системы централизованного теплоснабжения, функционирующие в городском округе, можно оценить, как «высоконадежные».

### **1.9.2 Техническое состояния резервирования источников тепловой энергии в части электроснабжения, водоснабжения и топливоснабжения**

Состояние резервирования источников тепловой энергии в части электроснабжения, водоснабжения и топливоснабжения приведены в п/п 1.9.1, таблица 1.41, столбцы Кэ, Kv, Кт.

### **1.9.3 Значения потока отказов (частоты отказов) участков тепловых сетей**

Аварией на тепловых сетях считается ситуация, при которой при отказе элементов системы, сетей и источников теплоснабжения прекращается подача тепловой энергии потребителям и абонентам на отопление и горячее водоснабжение на период более 8 часов.

Отказов участков тепловых сетей в 2022 году не происходило.

### **1.9.4 Частота отключения потребителей**

Отключений потребителей, в результате аварий на тепловых сетях за 2022 год, не зафиксировано.

### **1.9.5 Значения потока (частоты) и времени восстановления теплоснабжения потребителей после отключений**

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей и теплоснабжения потребителей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях.

### **1.9.6 Определение возможных сценариев возникновения и развития аварий, конкретизации технических средств и действий производственного персонала и спецподразделений по локализации аварий**

#### ***Сценарии наиболее вероятных аварий в системе теплоснабжения объекта***

Возможными причинами возникновения аварийных ситуаций являются:

- Гипотетическая авария с разгерметизацией технологических систем газорегуляторного устройства. Возможны аварии, связанные с отказом оборудования систем газорегуляторного устройства и повышением давления газа в сети низкого давления. Их причины - повышенная влажность транспортируемого газа, некачественное техническое обслуживание и несоответствие пропускной способности оборудования фактическим режимам;

- Усталость материала труб, коррозия; брак сварных швов, деформация, механическое повреждение в результате нарушения регламента работ и т.д. В большинстве случаев такие повреждения указывают на отсутствие контроля за техническим состоянием газопроводов со стороны эксплуатирующих организаций и низкий уровень технадзора в процессе строительства;

- нарушения технологии ремонта;
- нарушения режимов или параметров подачи газа, в т.ч. недопустимое повышение или понижение давления газа, недопустимые колебания давления газа в т.ч. по внешней сети (на магистральном или подающем газопроводе);
- нарушения регламента пусков - остановок, в т.ч. аварийных, котельного оборудования.
- Появление энергетического (теплового) источника зажигания с параметрами, достаточными для воспламенения паровоздушной или газовоздушной смеси, что предопределяет возникновение пожара (взрыва), в результате чего наступает разрушение (повреждение) оборудования и зданий.

Наиболее вероятными энергетическими источниками являются:

- электрическая искра (дуга) при коротком замыкании;
- искрение электрооборудования, несоответствующего по исполнению категории и группе горючей среды;
- открытое пламя (зажженная спичка, лампа) и искры при газосварочных и других огневых работах;
- несоблюдение режима курения;
- нагрев отдельных узлов и поверхностей технологического оборудования выше допустимой температуры при перегрузке электросети и оборудования;
- разряды атмосферного электричества при неисправности, неправильном конструктивном исполнении или отказе защищающего молниезащитного устройства;
- несоблюдение правил пожарной безопасности по совместному хранению веществ, материалов и отходов.

#### ***Силы и средства объекта для локализации и ликвидации последствий аварий***

Охрана объекта осуществляется круглосуточно.

Охрану объекта от пожаров осуществляет противопожарная служба.

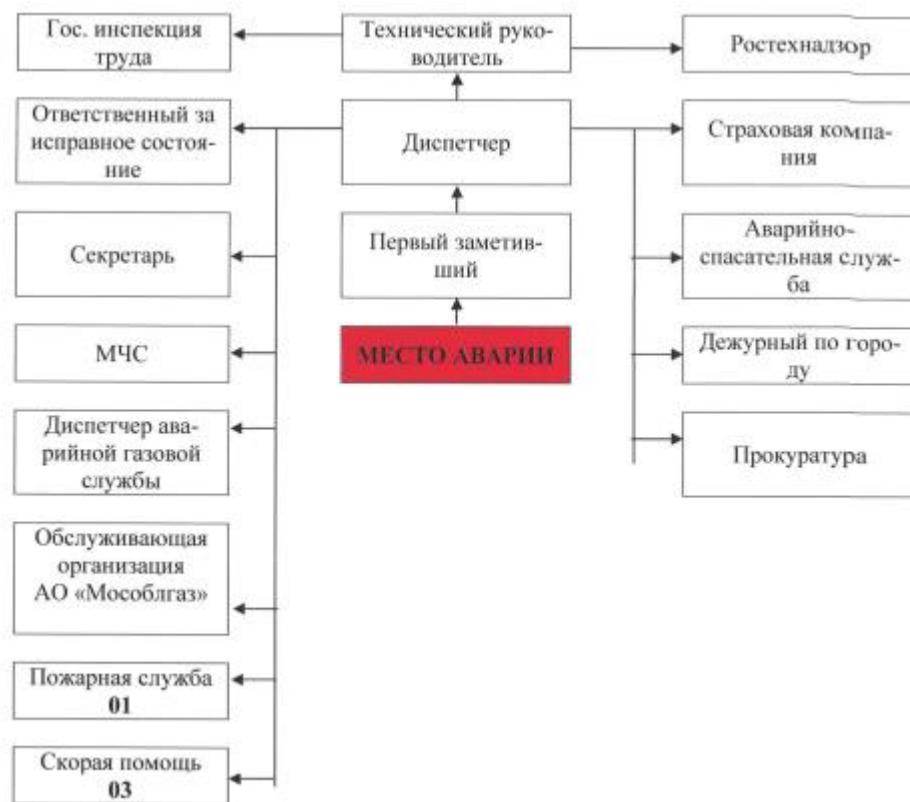
Помещения объекта оборудованы пожарной сигнализацией.

Объект оборудован всеми необходимыми первичными средствами пожаротушения. Также в котельной имеется пожарный щит, ящик с песком, багор, ведро, лопата.

Из средств индивидуальной защиты - противогазы и респираторы - защитное средство органов дыхания в количестве согласно требованиям промышленной безопасности и ГОЧС.

Силы и средства в АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО», привлекаемые для выполнения мероприятий при угрозе и возникновении производственных аварий: сотрудники объекта, автотранспорт, силы и средства пожарной части, силы и средства ПАСФООО «Сервис Безопасность Плюс».

Схема оповещения при возникновении аварийной ситуации в любое время суток представлена рисунке 1.38.



**Рисунок 1.38 – Схема оповещения при возникновении аварийной ситуации в любое время суток**

### 1.9.7 Карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения

Зоны ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения по общему показателю надежности, отсутствуют. Показатель надежности удовлетворяет требованиям п. 6.26 СП124.13330.2012.

### 1.9.8 Результат анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении

Согласно, Методических рекомендаций по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001, утвержденных Приказом Госстроя России от 20.08.2001 № 191:

Авариями в тепловых сетях считаются (п. 2.10):

- разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности, которых продолжается более 36 часов;
- повреждение трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, вызвавшее перерыв теплоснабжения потребителей I категории (по отоплению) на срок более 8 часов, прекращение теплоснабжения или общее снижение более чем на 50% отпуска тепловой энергии потребителям продолжительностью выше 16 часов.

Технологическими отказами в тепловых сетях считаются (п.2.11):

- неисправности трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, поиск утечек, вызвавшие перерыв в подаче тепла потребителям I категории (по

отоплению) свыше 4 до 8 часов, прекращение теплоснабжения (отопления) объектов соцкультбыта на срок, превышающий условия п. 4.16.1 ГОСТ Р51617-2000 «Жилищно-коммунальные услуги. Общие технические условия» (допустимая длительность температуры воздуха в помещении не ниже 12 °C - не более 16 часов; не ниже 10°C не более 8 часов; не ниже 8 °C - не более 4 часов).

Функциональными отказами в тепловых сетях считаются (п. 2.12):

- нарушения режима, не вызвавшие последствий, указанных в пп.2.10 и 2.11 Методических рекомендаций, а также отключение горячего водоснабжения, осуществляющееся для сохранения режима отпуска тепла на отопление при ограничениях в подаче топлива, электро- и водоснабжении.

Инцидентами не являются:

- повреждения трубопроводов и оборудования, выявленные во время испытаний, проводимых в неотопительный период;
- отключения теплопровода и системы теплопотребления объектов, находящихся на балансе потребителя, если оно произошло не по вине персонала теплоснабжающей организации.

В аварийно-диспетчерской службе должна вестись статистика аварийных отключений участков тепловых сетей. Информация, заносимая в специальную форму, позволяет отслеживать время восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, определять зоны ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения.

Аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, за отчетный период не происходило. По отчетам серьезных аварий, влияющих на теплоснабжение, не происходило. Источники тепла работают в штатном режиме.

Исходя из этого определения: аварий, влияющих на теплоснабжение, не происходило, аварийные отключения потребителей отсутствовали.

### **1.9.9 Результат анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений**

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не должно превышать нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях, установленные распоряжением Министерства жилищно-коммунального хозяйства Московской области №14 от 2 апреля 2010 года «Об утверждении Методических рекомендаций о порядке подготовки к отопительному периоду объектов жилищно-коммунального хозяйства в Московской области».

По отчетам аварийных ситуаций на источниках тепловой энергии в г.о. Фрязино, влияющих на теплоснабжение, не происходило. Котельные г.о. Фрязино работают в штатном режиме.

### **1.9.10 Обеспеченность бесперебойного удовлетворенности потребностей населения при ликвидации аварийной ситуации с учетом групп потребителей**

Аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, за отчетный период не происходило. По отчетам серьезных аварий, влияющих на теплоснабжение, не происходило. Источники тепла работают в штатном режиме.

Аварий, то есть повреждений на элементах тепловых сетей, повлекших прекращение теп-

лоснабжения каких-либо объектов сроком более 36 часов в течение отопительного периода – не зафиксировано.

**1.9.11 Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

За период с момента утверждения раннее разработанной Схемы теплоснабжения изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, не зафиксировано.

**1.9.12 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении**

Аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, за отчетный период не происходило. По отчетам серьёзных аварий, влияющих на теплоснабжение, не происходило. Источники тепла работают в штатном режиме.

Исходя из этого определения: аварий, влияющих на теплоснабжение, не происходило, аварийные отключения потребителей отсутствовали.

**1.9.13 Предложения по системе мер, обеспечивающих повышение до уровня надежного для малонадежных и ненадежных систем теплоснабжения, по источникам теплоснабжения, тепловым сетям и по теплоснабжающим (теплосетевым организациям)**

Все системы централизованного теплоснабжения, функционирующие в городском округе Фрязино, относятся к «высоконадежным».

В связи с этим, отсутствуют предложения по системе мер, обеспечивающих повышение до уровня надежного для малонадежных и ненадежных систем теплоснабжения, по источникам теплоснабжения, тепловым сетям и по теплоснабжающим (теплосетевым организациям).

## **Часть 10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

### **1.10.1 Описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими и теплосетевыми организациями**

В настоящее время предоставление информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования для широкого круга пользователей регламентируется «Постановлением Правительства РФ от 5 июля 2013 г. N 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования».

В соответствии Постановлением Правительства РФ от 5 июля 2013 г. N 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования» предусмотрено:

Пунктом.2. Под раскрытием информации в настоящем документе понимается обеспечение доступа неограниченного круга лиц к информации независимо от цели ее получения. Пунктом 3. Регулируемыми организациями информация раскрывается путем:

а) обязательного опубликования на официальном сайте в информационно - телекоммуникационной сети "Интернет" (далее - сеть "Интернет") органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов), и (или) на официальном сайте органа местного самоуправления поселения или городского округа в случае их наделения в соответствии с законом субъекта Российской Федерации полномочиями по государственному регулированию цен (тарифов), и (или) на сайте в сети "Интернет", предназначенном для размещения информации по вопросам регулирования тарифов, определяемом Правительством Российской Федерации;

б) опубликования на официальном сайте в сети "Интернет" органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) и в печатных изданиях, в которых публикуются акты органов местного самоуправления (далее - печатные издания), - в случае и объемах, которые предусмотрены пунктом 9 настоящего документа;

в) опубликования по решению регулируемой организации на ее официальном сайте в сети "Интернет";

г) предоставления информации на безвозмездной основе на основании письменных запросов потребителей товаров и услуг регулируемых организаций (далее - потребители) в порядке, установленном настоящим документом» Постановлением Правительства РФ от 5 июля 2013 г. N 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования» определены стандарты раскрытия информации», в соответствии с которыми: «Регулируемой организацией подлежит раскрытию информация:

а) о регулируемой организации (общая информация);  
б) о ценах (тарифах) на регулируемые товары (услуги);  
в) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемых видов деятельности);

г) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемой организации;

- д) об инвестиционных программах регулируемой организации и отчетах об их реализации;
- е) о наличии (отсутствии) технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;
- ж) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров (оказание регулируемых услуг), и (или) об условиях договоров о подключении (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;
- з) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением (технологическим присоединением) к системе теплоснабжения;
- и) о способах приобретения, стоимости и объемах товаров, необходимых для производства регулируемых товаров и (или) оказания регулируемых услуг регулируемой организацией;
- к) о предложении регулируемой организации об установлении цен (тарифов) в сфере теплоснабжения.

Пунктом 16. Информация о ценах (тарифах) на регулируемые товары (услуги).

Пунктом 18. В рамках общей информации о регулируемой организации раскрытию подлежат следующие сведения:

- а) наименование юридического лица, фамилия, имя и отчество руководителя регулируемой организации;
- б) основной государственный регистрационный номер, дата его присвоения и наименование органа, принявшего решение о регистрации в качестве юридического лица;
- в) почтовый адрес, адрес фактического местонахождения органов управления регулируемой организации, контактные телефоны, а также (при наличии) официальный сайт в сети "Интернет" и адрес электронной почты;
- г) режим работы регулируемой организации, в том числе абонентских отделов, сбытовых подразделений и диспетчерских служб;
- д) регулируемый вид деятельности;
- е) протяженность магистральных сетей (в однотрубном исчислении) (километров);
- ж) протяженность разводящих сетей (в однотрубном исчислении) (километров);
- з) количество теплоэлектростанций с указанием их установленной электрической и тепловой мощности (штук);
- и) количество тепловых станций с указанием их установленной тепловой мощности (штук);
- к) количество котельных с указанием их установленной тепловой мощности (штук);
- л) количество центральных тепловых пунктов (штук).

Пунктом 19. Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемых видов деятельности), содержит сведения:

- а) о выручке от регулируемого вида деятельности (тыс. рублей) с разбивкой по видам деятельности;
- б) о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей), включая:
  - расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель;
  - расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения, стоимости его доставки;

- расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе (с указанием средневзвешенной стоимости), и объем приобретения электрической энергии;
- расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;
- расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе;
- расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала;
- расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала;
- расходы на амортизацию основных производственных средств;
- расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности;
- общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт;
- общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт;
- расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов);
- прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации;

в) о чистой прибыли, полученной от регулируемого вида деятельности, с указанием размера ее расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации (тыс. рублей);

г) об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки (тыс. рублей);

д) о валовой прибыли (убытках) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей);

е) о годовой бухгалтерской отчетности, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему (раскрывается регулируемой организацией, выручка от регулируемой деятельности которой превышает 80 процентов совокупной выручки за отчетный год);

ж) об установленной тепловой мощности объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии (Гкал/ч);

з) о тепловой нагрузке по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (Гкал/ч);

и) об объеме вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. Гкал);

к) об объеме приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. Гкал);

л) об объеме тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе определенном по приборам учета и расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг) (тыс. Гкал);

- м) о нормативах технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденных уполномоченным органом (Ккал/ч. мес.);
- н) о фактическом объеме потерь при передаче тепловой энергии (тыс. Гкал);
- о) о среднесписочной численности основного производственного персонала (человек);
- п) о среднесписочной численности административно-управленческого персонала (человек);
- р) об удельном расходе условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности (кг у. т./Гкал);
- с) об удельном расходе электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. кВт\*ч/Гкал);
- т) об удельном расходе холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (куб. м/Гкал).

Пунктом 20. Информация об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемой организации содержит сведения:

- а) о количестве аварий на тепловых сетях (единиц на километр);
- б) о количестве аварий на источниках тепловой энергии (единиц на источник);
- в) о показателях надежности и качества, установленных в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- г) о доле числа исполненных в срок договоров о подключении (технологическом присоединении);
- д) о средней продолжительности рассмотрения заявок на подключение (технологическое присоединение) (дней).

Пунктом 21. Информация об инвестиционных программах регулируемой организации содержит сведения:

- а) о наименовании, дате утверждения и цели инвестиционной программы;
- б) о наименовании органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации, утвердившего инвестиционную программу (органа местного самоуправления в случае передачи соответствующего полномочия), и о наименовании органа местного самоуправления, согласовавшего инвестиционную программу;
- в) о сроках начала и окончания реализации инвестиционной программы;
- г) о потребностях в финансовых средствах, необходимых для реализации инвестиционной программы, в том числе с разбивкой по годам, мероприятиям и источникам финансирования инвестиционной программы (тыс. рублей);
- д) о плановых значениях целевых показателей инвестиционной программы (с разбивкой по мероприятиям);
- е) о фактических значениях целевых показателей инвестиционной программы;
- ж) об использовании инвестиционных средств за отчетный год с разбивкой по кварталам, мероприятиям и источникам финансирования инвестиционной программы (тыс. рублей);
- з) о внесении изменений в инвестиционную программу.

Пунктом 22. Информация о наличии (отсутствии) технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения содержит сведения:

- а) о количестве поданных заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения в течение квартала;
- б) о количестве исполненных заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения в течение квартала;
- в) о количестве заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, по которым принято решение об отказе в подключении (технологическом присоединении) (с указанием причин) в течение квартала;
- г) о резерве мощности системы теплоснабжения в течение квартала.

Пунктом 23. При использовании регулируемой организацией нескольких систем теплоснабжения информация о резерве мощности таких систем публикуется в отношении каждой системы теплоснабжения.

Пунктом 24. Информация об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров (оказание регулируемых услуг), содержит сведения об условиях публичных договоров поставок регулируемых товаров (оказания регулируемых услуг), в том числе договоров о подключении (технологическом присоединении) к системе теплоснабжения

Пунктом 25. Информация о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением (технологическим присоединением) к системе теплоснабжения, содержит:

- а) форму заявки на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;
- б) перечень документов и сведений, представляемых одновременно с заявкой на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;
- в) реквизиты нормативного правового акта, регламентирующего порядок действий заявителя и регулируемой организации при подаче, приеме, обработке заявки на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, принятии решения и уведомлении о принятом решении;
- г) телефоны и адреса службы, ответственной за прием и обработку заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения.

Пунктом 26. Информация о способах приобретения, стоимости и объемах товаров, необходимых для производства регулируемых товаров и (или) оказания регулируемых услуг регулируемых организаций, содержит сведения о правовых актах, регламентирующих правила закупки (положение о закупках) в регулируемой организации, о месте размещения положения о закупках регулируемой организации, а также сведения о планировании закупочных процедур и результатах их проведения.

Пунктом 27. Информация о предложении регулируемой организации об установлении цен (тарифов) в сфере теплоснабжения на очередной расчетный период регулирования содержит копию инвестиционной программы, утвержденной в установленном законодательством Российской Федерации порядке (проекта инвестиционной программы), а также сведения:

- а) о предлагаемом методе регулирования;
- б) о расчетной величине цен (тарифов);
- в) о сроке действия цен (тарифов);
- г) о долгосрочных параметрах регулирования (в случае если их установление предусмотрено выбранным методом регулирования);
- д) о необходимой валовой выручке на соответствующий период, в том числе с разбивкой по годам;
- е) о годовом объеме полезного отпуска тепловой энергии (теплоносителя);

ж) о размере экономически обоснованных расходов, не учтенных при регулировании тарифов в предыдущий период регулирования (при их наличии), определенном в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Пунктом 28. Информация, указанная в пунктах 16, 24 и 25 настоящего документа, раскрывается регулируемой организацией не позднее 30 календарных дней со дня принятия соответствующего решения об установлении цен (тарифов) на очередной расчетный период регулирования.

Пунктом 29. Информация, указанная в пунктах 19 - 21 настоящего документа, раскрывается регулируемой организацией не позднее 30 календарных дней со дня направления годового бухгалтерского баланса в налоговые органы, за исключением информации, указанной в подпункте "з" пункта 21 настоящего документа.

Пунктом 30. Регулируемая организация, не осуществляющая сдачу годового бухгалтерского баланса в налоговые органы, раскрывает информацию, указанную в пунктах 19 - 21 настоящего документа, за исключением информации, указанной в подпункте "з" пункта 21 настоящего документа, не позднее 30 календарных дней со дня истечения срока, установленного законодательством Российской Федерации для сдачи годового бухгалтерского баланса в налоговые органы.

Пунктом 31. Информация, указанная в подпункте "з" пункта 21 настоящего документа, раскрывается регулируемой организацией в течение 10 календарных дней со дня принятия органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации (органом местного самоуправления в случае передачи соответствующих полномочий) решения о внесении изменений в инвестиционную программу.

32. Информация, указанная в пункте 22 раскрывается регулируемой организацией ежеквартально, в течение 30 календарных дней по истечении квартала, за который раскрывается информация.

33. Информация, указанная в пунктах 26 и 27 раскрывается в течение 10 календарных дней с момента подачи регулируемой организацией заявления об установлении цен (тарифов) в сфере теплоснабжения в орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов).

Основные результаты хозяйственной деятельности АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО» представлены в таблице 1.42.

**Таблица 1.39 - Основные результаты хозяйственной деятельности АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»**

**БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС ЗА 2024 ГОД (по данным ГИР БО(ФНС))**

Название показателя	Код	На отчетную дату отчетного периода, руб.	На 31 декабря предыдущего года, руб.
1	2	3	4
<b>АКТИВ</b>			
<b>I. ВНЕОБОРТОНЫЕ АКТИВЫ</b>			
Нематериальные активы	1110	164 000	0
Результаты исследований и разработок	1120	0	0
Нематериальные поисковые активы	1130	0	0
Материальные поисковые активы	1140	0	0
Основные средства	1150	323 042 000	300 088 000
Доходные вложения в материальные ценности	1160	0	0
Финансовые вложения	1170	0	0
Отложенные налоговые активы	1180	9 533 000	8 117 000
Прочие внеоборотные активы	1190	0	0
Итого по разделу I	1100	332 739 000	308 205 000
<b>II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ</b>			
Запасы	1210	41 493 000	32 671 000
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	163 000	259 000
Финансовые и другие оборотные активы	1230	246 499 000	167 534 000
Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	233 000	50 671 000
Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	216 000	17 380 000
Прочие оборотные активы	1260	372 000	470 000
Итого по разделу II	1200	288 976 000	268 985 000
<b>БАЛАНС</b>	<b>1600</b>	<b>621 715 000</b>	<b>577 190 000</b>
<b>ПАССИВ</b>			
<b>III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ</b>			
Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	213 794 000	207 494 000
Собственные акции, выкупленные у акционеров	1320	(0)	(0)
Переоценка внеоборотных активов	1340	0	0
Добавочный капитал (без переоценки)	1350	0	0
Резервный капитал	1360	505 000	0
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	1 176 000	848 000
Итого по разделу III	1300	215 475 000	208 830 000
<b>IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>			
Заемные средства	1410	40 000 000	0
Отложенные налоговые обязательства	1420	9 345 000	8 123 000
Оценочные обязательства	1430	0	0
Прочие обязательства	1450	17 516 000	19 844 000
Итого по разделу IV	1400	66 861 000	27 967 000
<b>V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>			
Заемные средства	1510	0	70 000 000
Кредиторская задолженность	1520	329 388 000	261 901 000
Доходы будущих периодов	1530	0	0
Оценочные обязательства	1540	9 836 000	8 440 000
Прочие обязательства	1550	155 000	52 000
Итого по разделу V	1500	339 379 000	340 393 000
<b>БАЛАНС</b>	<b>1700</b>	<b>621 715 000</b>	<b>577 190 000</b>

**Отчет о финансовых результатах**

Название показателя	Код	За отчетный период, руб.	За аналогичный период предыдущего года, руб.
1	2	3	4
<b>Выручка</b>			
Себестоимость продаж			
Валовая прибыль (убыток)	2110	824 784 000	775 385 000
Коммерческие расходы	2120	(726 038 000)	(687 062 000)
Управленческие расходы	2130	98 746 000	88 323 000
Прибыль (убыток) от продаж	2210	(0)	(0)
Доходы от участия в других организациях	2220	(109 121 000)	(91 651 000)
Проценты к получению	2230	-10 375 000	-3 328 000
Проценты к уплате	2240	0	0
Прочие доходы	2250	10 000	6 000
Прочие расходы	2260	(10 216 000)	(8 223 000)
Прибыль (убыток) до налогообложения	2310	40 138 000	21 462 000
Налог на прибыль	2320	(18 386 000)	(8 995 000)
в т.ч. текущий налог на прибыль	2330	1 171 000	922 000
Отложенный налог на прибыль	2340	-(880 000)	-(582 000)
Прочее	2350	1 074 000	619 000
	2411	194 000	37 000
	2412	53 000	0

Чистая прибыль (убыток)	2400	345 000	339 000
<b>СПРАВОЧНО</b>			
Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2510	0	0
Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520	0	0
Налог на прибыль от операций, результат которых не включается в чистую прибыль (убыток) периода	2530	0	0
Совокупный финансовый результат периода	2500	345 000	339 000

### Отчет об изменении капитала

#### I. Движение капитала

Название показателя	Код	Уставный капитал	Собственные акции, выкупленные у акционеров	Добавочный капитал	Резервный капитал	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)
1	2	3	4	5	6	7
Величина капитала на 31 декабря предыдущего года	3200	x	x	x	x	x
За отчетный год, руб.						
Увеличение капитала - всего:	3310	x	x	x	x	x
в том числе:						
чистая прибыль	3311	x	x	x	x	x
переоценка имущества	3312	x	x	x	x	x
доходы, относящиеся непосредственно на увеличение капитала	3313	x	x	x	x	x
дополнительный выпуск акций	3314	x	x	x	x	x
увеличение номинальной стоимости акции	3315	x	x	x	x	x
реорганизация юридического лица	3316	x	x	x	x	x
Уменьшение капитала - всего:	3320	x	x	x	x	x
в том числе:						
убыток	3321	x	x	x	x	x
переоценка имущества	3322	x	x	x	x	x
расходы, относящиеся непосредственно на уменьшение капитала	3323	x	x	x	x	x
уменьшение номинальной стоимости акций	3324	x	x	x	x	x
уменьшение количества акций	3325	x	x	x	x	x
реорганизация юридического лица	3326	x	x	x	x	x
дивиденды	3327	x	x	x	x	x
Изменение добавочного капитала	3330	x	x	x	x	x
Изменение резервного капитала	3340	x	x	x	x	x
Величина капитала на 31 декабря отчетного года	3300	x	x	x	x	x

### Отчет о движении денежных средств

Наименование показателя	Код	За отчетный год, руб.
1	2	3
Денежные потоки от текущих операций		
Поступления – всего	4110	895 933 000
в том числе:		
от продажи продукции, товаров, работ и услуг	4111	892 775 000
арендных платежей, лицензионных платежей, роялти, комиссионных и иных аналогичных платежей	4112	0
от перепродажи финансовых вложений	4113	0
прочие поступления	4119	3 158 000
Платежи – всего	4120	(878 553 000)

в том числе:		
поставщикам (подрядчикам) за сырье, материалы, работы, услуги	4121	(576 105 000)
в связи с оплатой труда работников	4122	(201 832 000)
процентов по долговым обязательствам	4123	(7 968 000)
налога на прибыль организаций	4124	(619 000)
прочие платежи	4129	(92 029 000)
<b>Сальдо денежных потоков от текущих операций</b>	<b>4100</b>	<b>17 380 000</b>
Денежные потоки от инвестиционных операций		
<b>Поступления – всего</b>	<b>4210</b>	<b>2 040 000</b>
в том числе:		
от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений)	4211	1 242 000
от продажи акций других организаций (долей участия)	4212	0
от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств другим лицам)	4213	798 000
дивидендов, процентов по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлений от долевого участия в других организациях	4214	0
прочие поступления	4219	0
<b>Платежи - всего</b>	<b>4220</b>	<b>(2 984 000)</b>
в том числе:		
в связи с приобретением, созданием, модернизацией, реконструкцией и подготовкой к использованию внеоборотных активов	4221	(0)
в связи с приобретением акций других организаций (долей участия)	4222	(0)
в связи с приобретением долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам), предоставление займов другим лицам	4223	(2 984 000)
процентов по долговым обязательствам, включаемым в стоимость инвестиционного актива	4224	(0)
прочие платежи	4229	(0)
<b>Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций</b>	<b>4200</b>	<b>-944 000</b>
Денежные потоки от финансовых операций		
<b>Поступления – всего</b>	<b>4310</b>	<b>40 000 000</b>
в том числе:		
получение кредитов и займов	4311	40 000 000
денежных вкладов собственников (участников)	4312	0
от выпуска акций, увеличения долей участия	4313	0
от выпуска облигаций, векселей и других долговых ценных бумаг и др.	4314	0
прочие поступления	4319	0
<b>Платежи - всего</b>	<b>4320</b>	<b>(73 600 000)</b>
в том числе:		
собственникам (участникам) в связи с выкупом у них акций (долей участия) организации или их выходом из состава участников	4321	(0)
на уплату дивидендов и иных платежей по распределению прибыли в пользу собственников (участников)	4322	(0)
в связи с погашением (выкупом) векселей и других долговых ценных бумаг, возврат кредитов и займов	4323	(73 600 000)
прочие платежи	4329	(0)
<b>Сальдо денежных потоков от финансовых операций</b>	<b>4300</b>	<b>-33 600 000</b>
<b>Сальдо денежных потоков за отчетный период</b>	<b>4400</b>	<b>-17 164 000</b>
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на начало отчетного периода	4450	17 380 000
Величина влияния изменений курса иностранной валюты по отношению к рублю	4490	0
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на конец отчетного периода	4500	216 000
<b>Отчет о целевом использовании полученных средств</b>		
Наименование показателя	Код	За отчетный год, руб.
1	2	3
Остаток средств на начало отчетного года	6100	0
<b>Поступило средств:</b>		
Вступительные взносы	6210	0
Членские взносы	6215	0
Целевые взносы	6220	0
Добровольные взносы	6230	0
Прибыль от предпринимательской деятельности организации	6240	0
Прочие	6250	0
Всего поступило средств	6200	0
<b>Использовано средств:</b>		
Расходы на целевые мероприятия	6310	(0)
в том числе:		
социальная и благотворительная помощь	6311	(0)
проведение конференций, совещаний, семинаров и т.п.	6312	(0)
иные мероприятия	6313	(0)
Расходы на содержание аппарата управления	6320	(0)
в том числе:		
расходы, связанные с оплатой труда (включая начисления)	6321	(0)
выплаты, не связанные с оплатой труда	6322	(0)
расходы на служебные командировки и деловые поездки	6323	(0)

содержание помещений, зданий, автомобильного транспорта и иного имущества (кроме ремонта)	6324	(0)
ремонт основных средств и иного имущества	6325	(0)
Прочие	6326	(0)
Приобретение основных средств, инвентаря и иного имущества	6330	(0)
Прочие	6350	(0)
Всего использовано средств	6300	(0)
Остаток средств на конец отчетного года	6400	0

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование параметра</b>	<b>Единица измерения</b>	<b>Информация</b>
7	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	162,348
8	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	159,707
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	434,491
9.1	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0
10	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, определенном в том числе	тыс. Гкал	394,795
10.1	По приборам учёта	тыс. Гкал	201,257
10.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	0,00
10.2	Расчётным путём	тыс. Гкал	193,538
10.3	По нормативам потребления коммунальных услуг и нормативам потребления коммунальных ресурсов	тыс. Гкал	0,000
11	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	тыс. Гкал/год	30,959
12	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	35,706
13	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	150
14	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	38
15	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг у. т./Гкал	154,42
16	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг усл. топл./Гкал	154,634
17	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. кВт.ч/Гкал	0,023
18	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	куб.м/Гкал	0,00022
19	Информация о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в т.ч.:	x	
19.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	x	56%
19.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	x	

**1.10.2 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Изменения касаются количества вырабатываемого тепла, собственных нужд, отпуска тепловой энергии в тепловую сеть и потерь в тепловых сетях.

## **Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения**

### **1.11.1 Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3-х лет**

Тарифы на тепловую энергию для организаций осуществляющих регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения на территории городского округа Фрязино Московской области установлены Комитетом на 2023, 2024 и 2025 годы распоряжениями от 20.11.2022 № 209-Р, №211-Р и №212-Р, от 20.12.2023 №313-Р и 315-Р и от 27.12.2024 № 356-Р и 362-Р.

Динамика утвержденных тарифов организаций, занятых в сфере централизованного теплоснабжения г.о. Фрязино, по данным Комитета по ценам и тарифам Московской области с учетом последних трех лет, приведена в таблице 1.43.

**Таблица 1.40 – Динамика утвержденных тарифов, организаций, занятых в сфере теплоснабжения**

Наименование организации	Показатель (без НДС)	2023 год		2024 год		2025 год	
		С 01.01 по 30.06	С 01.07 по 31.12	С 01.01 по 30.06	С 01.07 по 31.12	С 01.01 по 30.06	С 01.07 по 31.12
АО «ТЕПЛОСЕТЬ ФРЯЗИНО»	Тариф, руб/Гкал	1829,21	1829,21	1829,21	1829,21	2059,46	2316,95

### **1.11.2 Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения**

Для утверждения тарифа на тепловую энергию производится экспертная оценка предложений об установлении тарифа на тепловую энергию. В тариф входят такие показатели как: выработка тепловой энергии, собственные нужды котельной, потери тепловой энергии, отпуск тепловой энергии, закупка топлива и прочих материалов на нужды предприятия, плата за электроэнергию, холодное водоснабжение, оплата труда работникам предприятия, арендные расходы и налоговые сборы и прочее. На основании вышеперечисленного формируется цена тарифа на тепловую энергию, которая проходит слушания и защиту в Комитете по ценам и тарифам Московской области.

В целях утверждения единых тарифов для потребителей коммунальных услуг (населения) г.о. Фрязино, формирование тарифа на тепловую энергию производится по замыкающей цене, при которой в экономически обоснованных расходах теплоснабжающих организаций, действующих в пределах границ муниципального образования, учитываются также и затраты на приобретение тепловой энергии у других теплоснабжающих организаций. При этом основной целью осуществления регулирования конечных цен указанным способом, является формирование стоимости коммунальных услуг по единой цене, для потребителей тепловой энергии, подключенных к объектам теплоснабжения прочих теплоснабжающих организаций. Соответственно уполномоченным органом, осуществляющим функции государственного регулирования цен (тарифов) на тепловую энергию, производится экспертная оценка предложений от всех организаций в части предложений об установления экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию по всем статьям расходов.

На основании указанной оценки и обоснованных корректировок формируются цены (тарифы) на тепловую энергию, которые после проведения слушаний, утверждаются Решением Комитета по ценам и тарифам Московской области.

Структура затрат, участвующих в формировании тарифа на тепловую энергию, на момент разработке схемы теплоснабжения представлена в таблице 1.44.

**Таблица 1.41 - Структура затрат, участвующих в формировании тарифа на тепловую энергию**

ДАННЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ И СИСТЕМЫ	
Дата и номер версии шаблона	17.04.2023 20.0
Код системы	Четырехзначное официальное наименование организации по Уставу
Название	ООО «ТЕПЛОУСЛУГИ ФРИЗИНО»
Отрасль ЭЭКС	Теплоснабжение
Вид деятельности	Реализация тепловой энергии
Метод регулирования	Метод аддексации
Статус участия в аукционе	да
Период долгого реноме индексации	2024 - I-2028
Адрес, указанный в системе	городской округ Фризино
Муниципальный или муниципальный образованием	Нет
Получает услуги от других регулируемых общественных потребителей	нет
Поставщик населению	да
Поставщик коммунальных услуг, находящийся в собственности организацией	да

**ДОЛГОСРОЧНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ И ТАРИФЫ**

№	Наименование параметра	Единица измерения	2022 утвержден	2023 утвержден	2023 утвержден	2024 предложение	2024 утвержден	2025 предложение	2025 утвержден	2026 предложение	2026 утвержден	2027 предложение	2027 утвержден	2028 утвержден	2029 утвержден
<b>Логистические показатели опérationных расходов</b>															
1	Индекс: Затраты на опérationные расходы	%	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2	Индикаторы условий работы	%	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
3	Индикаторы технологических потерь при передаче тепловой энергии	Гкал	30 965,00	30 395,10	30 395,00	30 395,00	31 078,00	31 078,00	31 078,00	31 078,00	31 078,00	31 078,00	31 078,00	31 078,00	31 078,00
4	Базовый уровень опérationальных расходов	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	276 425,45	222 028,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Тариф на тепловую энергию (мощность)	руб./Гкал	1 662,16	1 662,16	1 629,21	1 629,21	2 435,33	1 932,97	2 547,99	2 094,45	2 662,15	2 213,71	2 783,03	2 289,72	2 372,42
6	Тариф на тепловую энергию (мощность) с 01.01 по 31.12	руб./Гкал	1 636,33	1 636,33	1 629,21	1 629,21	1 629,21	1 629,21	3 175,43	2 059,46	1 781,84	2 137,11	3 737,06	2 289,72	2 288,73
7	Тариф на тепловую энергию (мощность) с 01.07 по 31.12 для прочих потребителей без НДС	руб./Гкал	1 693,64	1 693,64	1 629,21	1 629,21	3 175,43	2 059,46	1 781,84	2 137,11	3 737,06	2 307,10	1 618,10	2 289,73	2 473,23
8	Темп росты тарифа для прочих потребителей с 01.01.	%	0,00	0,00	108,00	108,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,25	100,00	100,00
9	Темп росты тарифа для прочих потребителей с 01.07.	%	103,50	103,50	100,00	100,00	100,00	100,00	56,11	103,77	209,73	107,95	43,30	100,00	108,01
10	Тариф на тепловую энергию (мощность) с 01.01 по 30.06 для населения с НДС	руб./Гкал	1 983,60	1 983,60	2 195,05	2 195,05	2 195,05	2 195,05	3 810,52	2 471,35	2 136,21	2 564,53	4 484,47	2 747,66	2 747,68
11	Тариф на тепловую энергию (мощность) с 01.07 по 31.12 для населения с НДС	руб./Гкал	2 032,37	2 032,37	2 195,05	2 195,05	3 810,52	2 471,35	2 136,21	2 564,53	4 484,47	2 768,52	1 941,72	2 747,66	2 967,88
12	Темп росты тарифа для населения с 01.01.	%	0,00	0,00	108,00	108,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00
13	Темп росты тарифа для населения с 01.07.	%	103,50	103,50	100,00	100,00	100,00	100,00	56,11	103,77	209,73	107,95	43,30	100,00	108,01
14	Тариф на тепловую энергию (мощность) для населения экономически обоснованный с НДС	руб./Гкал	0,00	0,00	2 195,05	2 195,05	2 195,05	2 195,05	3 810,52	2 471,35	2 136,21	2 564,53	4 484,47	2 747,66	2 747,68
15	Тариф на тепловую энергию (мощность) для населения экономически обоснованный с НДС с НДС	руб./Гкал	0,00	0,00	2 195,05	2 195,05	2 195,05	2 195,05	3 810,52	2 471,35	2 136,21	2 564,53	4 484,47	2 747,66	2 967,88
16	Темп росты экономически обоснованного тарифа с 01.01	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	0,00	100,00	0,00	100,00	0,00	0,00
17	Темп росты экономики обоснованного тарифа с 01.07	%	103,50	103,50	100,00	100,00	100,00	100,00	56,11	103,77	209,73	107,95	43,30	100,00	108,01

**КАЛЬКУЛЯЦИЯ ТАРИФОВ**

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2022 год			2023 год			2024 год			2025 год			2026 год			2027 год			2028 год				
			Установлено Комитетом	Утвержденно Комитетом (вариант Комитета)	Факт по данным организаций на реализацию потребителям	Факт принятого Комитетом	Отклонение фактического от установленного Комитетом от факта по данным организаций	Комментарий	Установлено Комитетом	Утвержденно Комитетом (вариант Комитета)	Факт принятия организацией на реализацию потребителям	Установлено Комитетом	Утвержденно Комитетом (вариант Комитета)	Факт принятия организацией на реализацию потребителям	Установлено Комитетом	Утвержденно Комитетом (вариант Комитета)	Факт принятия организацией на реализацию потребителям	Установлено Комитетом	Утвержденно Комитетом (вариант Комитета)	Факт принятия организацией на реализацию потребителям	Установлено Комитетом	Утвержденно Комитетом (вариант Комитета)			
<b>Основные параметры</b>																									
1	Необходимая валовая выручка до корректировки	тыс. руб.	674 119,07	674 119,07	786 640,03	778 368,41	646 974,79	112 520,97	x	740 731,29	740 731,29	945 542,15	935 403,49	784 157,59	105,86%	-151 245,90	x	979 180,49	838 737,37	1 023 699,26	879 480,85	1 070 835,70	911 177,89	1 120 756,55	944 087,22
	Текущие расходы	тыс. руб.	656 192,64	658 187,64	768 421,49	760 183,28	631 634,47	112 238,85	x	733 947,28	723 947,29	924 321,42	914 410,90	767 415,62	105,00%	-146 995,28	957 959,72	821 995,40	1 002 478,53	862 739,88	1 049 614,98	894 425,93	1 099 535,81	927 345,25	
	Операционные расходы	тыс. руб.	187 733,32	187 733,32	219 680,97	217 200,28	191 275,73	31 827,55	x	197 007,95	197 007,95	279 429,71	276 425,45	222 052,95	112,71%	-54 372,60	284 607,63	229 065,26	293 032,01	236 645,62	301 705,75	242 826,88	250 014,33		
	Коэффициент индексации операционных расходов	ед.	1,033	1,033	1,143	1,143	1,127	0,11	x	1,048	1,048	1,147	1,147	1,072	102,15%	-0,08	x	1,030	1,032	1,030	1,030	1,030	1,030		

2	Налоги и сборы	тыс. руб.	1671,48	1671,48	2741,65	2 712,17	1022,32	1 070,17	x	758,31	758,31	2 294,57	2 269,00	1 011,72	133,42%	-1 259,18	Экспертный расчет экономически обоснованных затрат на оплату налога промышленности и торговли по пункту 24 Основ ценообразования, письмами 24, 32 Методических указаний, Законом Московской области от 21.11.2003 № 109-ОЗ «Об установлении тарифов на организацию в Московской области» и «Налоговым кодексом Российской Федерации с учетом методики формирования пояснений расходов за отчетный период, подтвержденных налогами» департархами.	2 269,00	1 011,72	2 269,00	1 011,72	2 269,00	1 011,72	2 269,00	1 011,72
2.1	Налог на прибыль	тыс. руб.	0,00	0,00	505,06	499,63	0,00	505,06	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	Соответственно, налог на прибыль учитывается в виде НБР в размере 20% (20% от суммы налога на прибыль) (0,0) только от величины расходов на капитальныеложения и инвестиции.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2	Налог на имущество организаций	тыс. руб.	290,50	280,50	685,87	678,50	631,88	395,37	x	346,64	346,64	685,87	678,50	615,64	177,60%	-62,98	В соответствии с представляемыми документами	678,50	615,64	678,50	615,64	678,50	615,64	678,50	615,64
2.3	Земельный налог	тыс. руб.	1 380,98	1 380,98	326,45	322,94	323,01	-1 054,53	x	327,91	327,91	326,45	322,94	323,01	98,51%	0,07	В соответствии с представляемыми документами	322,94	323,01	322,94	323,01	322,94	323,01	322,94	323,01
2.4	Водный налог	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	В соответствии с представляемыми документами	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.5	Транспортный налог	тыс. руб.	0,00	0,00	47,54	47,03	25,35	47,54	x	38,27	38,27	50,22	49,68	28,80	75,27%	-20,87	В соответствии с представляемыми документами	49,68	28,80	49,68	28,80	49,68	28,80	49,68	28,80
2.6	Плата за негативное воздействие на окружающую среду	тыс. руб.	0,00	0,00	42,72	42,26	42,27	42,72	x	45,50	45,50	44,73	44,25	44,26	97,28%	0,01	В соответствии с представляемыми документами	44,25	44,26	44,25	44,26	44,25	44,26	44,25	44,26
2.7	Налог при УСН	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	В соответствии с представляемыми документами	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.8	Прочие налоги и сборы	тыс. руб.	0,00	0,00	1 134,00	1 121,81	0,00	1 134,00	x	0,00	0,00	1 187,30	1 174,53	0,00	-	-1 174,53	В связи с отсутствием подтверждающих документов в материалах тарифного	1 174,53	0,00	1 174,53	0,00	1 174,53	0,00	1 174,53	0,00
3	Арендная и концессионная плата, лицензионные платежи	тыс. руб.	2 412,25	2 412,25	5 534,93	5 475,42	1 691,00	3 122,68	x	2 368,18	2 368,18	5 535,34	5 475,83	2 930,87	123,76%	-2 544,96	В соответствии с письмом 45 Статья ценообразования земель арендной платы включает в нее стоимость выручки из расчета экономически обоснованной ставки	5 475,83	2 930,87	5 475,83	2 930,87	5 475,83	2 930,87	5 475,83	2 930,87
3.1	Аренда имущества	тыс. руб.	2 172,25	2 172,25	5 294,93	5 238,00	1 453,53	3 122,68	x	2 128,18	2 128,18	5 295,34	5 238,41	2 693,40	126,56%	-2 545,01	В соответствии с представляемыми документами	5 238,41	2 693,40	5 238,41	2 693,40	5 238,41	2 693,40	5 238,41	2 693,40
3.1.1	Аренда министерской и государственной собственности	тыс. руб.	0,00	0,00	7,62	7,54	0,00	7,62	x	0,00	0,00	8,03	7,94	0,00	-	-7,94	В связи с отсутствием подтверждающих документов в материалах тарифного	7,94	0,00	7,94	0,00	7,94	0,00	7,94	0,00
3.1.2	Аренда коммерческой собственности	тыс. руб.	2 172,25	2 172,25	5 287,31	5 230,48	1 453,53	3 115,06	x	2 128,18	2 128,18	5 287,31	5 230,48	2 693,40	126,56%	-2 537,07	В соответствии с представляемыми документами	5 230,48	2 693,40	5 230,48	2 693,40	5 230,48	2 693,40	5 230,48	2 693,40
3.2	Концессионная плата	тыс. руб.	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	В связи с отсутствием подтверждающих документов в материалах тарифного	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.3	Лицензионные платежи	тыс. руб.	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	В соответствии с представляемыми документами	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.4	Аренда земельных участков	тыс. руб.	240,00	240,00	240,00	237,42	240,00	237,47	x	240,00	240,00	237,42	237,47	237,47	98,95%	0,05	Организация является единой теплоподающей организацией (далее - ЕТО). Согласно п. 47 Основ ценообразования земельных участков, определяются в отношении ЕТО в размере физической дебиторской задолженности настичения, но не более 2 % НБР, относимой на настичение на предыдущий расчетный период регулирования.	237,42	237,47	237,42	237,47	237,42	237,47	237,42	237,47
4	Резервы по соинвестиительным долгам	тыс. руб.	0,00	0,00	313,52	313,52	0,00	313,52		0,00	0,00	2 531,99	2 531,99	0,00	-	-2 531,99	В соответствии с представляемыми документами	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Экономия расходов	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	В связи с отсутствием подтверждающих документов в материалах тарифного	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Займы и кредиты (для негода инфляции)	тыс. руб.	0,00	0,00	11 823,00	11 695,89	0,00	11 823,00	x	0,00	0,00	11 823,00	11 695,89	0,00	-	-11 695,89	В связи с отсутствием подтверждающих документов в материалах тарифного	11 695,89	0,00	11 695,89	0,00	11 695,89	0,00	11 695,89	0,00
6.1	Приобрет. займы и кредиты	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	В связи с отсутствием подтверждающих документов в материалах тарифного	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.2	Приобрет. займы и кредиты (на обесценение заемов и кредитов, приведенных к пополнению баланса)	тыс. руб.	0,00	0,00	11 823,00	11 695,89	0,00	11 823,00	x	0,00	0,00	11 823,00	11 695,89	0,00	-	-11 695,89	В связи с отсутствием подтверждающих документов в материалах тарифного	11 695,89	0,00	11 695,89	0,00	11 695,89	0,00	11 695,89	0,00
7	Приобрет. земельные участки на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности и концессии	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	В соответствии с утвержденным Концессионным соглашением	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Ограничения на социальную норму	тыс. руб.	33 895,70	33 895,70	30 889,00	30 469,90	30 421,46	5 002,30		35 559,65	35 559,65	42 716,00	42 316,00	40 600,96	114,37%	-1 647,93	Причины в размере 30% от фонда отчислений на капитальный ремонт земельных участков организаций	47 291,33	41 953,20	40 601,15	43 195,10	50 132,41	44 473,67	51 616,33	45 790,10
9	Амортизация	тыс. руб.	17 264,20	17 264,20	39 370,74	38 947,45	12 583,31	22 106,54	x	17 264,20	17 264,20	39 346,05	39 418,24	8 051,13	46,63%	-31 367,11	В соответствии с представляемыми документами	39 418,24	8 051,13	39 418,24	8 051,13	39 418,24	8 051,13	39 418,24	8 051,13
9.1	Амортизация - источники инвестиционной программы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	В соответствии с представляемыми документами	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Расходы, связанные с созданием нормативных показателей, включая расходы по обесценению земельных участков	тыс. руб.	1,00</td																						

13.5	Расходы на компенсацию потерь	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	В соответствии с пунктом 39 Основ ценообразования и публичной информации Методикой указанной экономики обоснованные расходы на покупку тепловой энергии для компенсации потерь определены как произведение установленных Министерства Энергетики МО объема потерь тепловой энергии на соответствующие транзитные тарифы на тепловую энергию и тарифы на тепловой энергии.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
13.6	Расходы на ходовую воду на подпитку системы	тыс. руб.	1 547,79	1 547,79	1 600,65	1 583,44	1 452,67	52,86	x	1 666,41	1 666,41	1 648,49	1 627,12	97,64%	-21,37	В соответствии с пунктами 28, 29, 36 и 40 Основ ценообразования и пунктом 27 Методикой указанной экономики обоснованные расходы по затратам на ходовую воду определены как произведение расчетного объема воды на наполнение системы и подпитки на соответствующую цену на ходовую воду.	1 685,11	1 714,48	1 752,51	1 783,05	1 822,62	1 854,36	1 895,53	1 928,54	
13.7	Расходы на теплоносигнель на подпитку системы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	Организацией предприняты расходы на приобретение теплоносигнеля, указанные в расчетных объемах потребления теплоносигнеля и в тарифах, определенных по договорам поставки теплоносигнеля от ХХХ к счетам физических лиц. Расходы на теплоносигнель определены как произведение расчетного объема воды на наполнение системы и подпитки на соответствующую цену на теплоносигнель.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
14	<b>Операционные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>197 733,32</b>	<b>197 733,32</b>	<b>219 500,87</b>	<b>217 200,26</b>	<b>191 275,73</b>	<b>31 827,55</b>	x	<b>197 007,35</b>	<b>197 007,35</b>	<b>279 429,71</b>	<b>276 425,45</b>	<b>222 052,85</b>	<b>112,71%</b>	<b>-54 372,60</b>	<b>Базовый уровень операционных расходов рассчитан в году</b>	<b>294 607,63</b>	<b>229 065,26</b>	<b>293 032,01</b>	<b>226 845,62</b>	<b>301 705,75</b>	<b>242 826,66</b>	<b>310 636,24</b>	<b>250 014,33</b>
14.1	<b>Производственные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>158 925,82</b>	<b>158 925,82</b>	<b>189 833,45</b>	<b>187 952,48</b>	<b>182 928,99</b>	<b>30 007,63</b>	x	<b>166 776,76</b>	<b>166 776,76</b>	<b>226 690,55</b>	<b>224 253,32</b>	<b>185 016,19</b>	<b>110,94%</b>	<b>-39 237,13</b>	<b>В соответствии с представляемыми документами</b>	<b>230 894,21</b>	<b>190 559,00</b>	<b>237 725,59</b>	<b>196 508,43</b>	<b>244 762,26</b>	<b>202 325,08</b>	<b>252 007,23</b>	<b>208 313,91</b>
14.1.1	расходы на приобретение сырья и материалов и их израсходование	тыс. руб.	40 814,28	40 814,28	54 423,30	53 838,17	51 848,74	-13 689,02	x	42 830,50	42 830,50	65 830,28	65 122,51	46 172,56	107,80%	-18 949,95	В соответствии с представляемыми документами	67 050,14	47 830,69	69 034,82	49 040,56	71 079,25	50 492,16	73 182,17	51 986,73
14.1.2	расходы на оплату выполненных строевыми организациями работ (или услуг) производственного характера (погода)	тыс. руб.	5 159,20	5 159,20	3 041,98	3 009,26	3 003,72	-2 117,23	x	5 414,06	5 414,06	6 090,46	6 024,88	3 280,44	60,59%	-2 744,54	В соответствии с представляемыми документами	6 203,32	3 384,04	6 386,94	3 484,21	6 575,99	3 587,34	6 770,64	3 693,53
14.1.3	расходы на оплату труда от нового персонала	тыс. руб.	91 183,80	101 961,16	100 864,93	100 889,71	10 777,36	x	95 688,28	95 688,28	123 534,78	122 206,61	114 639,58	119,81%	-7 567,03	В соответствии с представляемыми документами	125 823,92	118 294,90	129 543,31	121 760,39	133 382,94	125 364,50	137 331,08	129 075,29	
14.1.3.1	Численность рабочего персонала	чел.	204,00	204,00	189,50	187,48	168,06	-14,50	x	201,98	213,00	210,71	188,06	83,21%	-42,65	В соответствии с представляемыми документами	210,71	188,06	210,71	188,06	210,71	188,06	210,71	188,06	
14.1.3.2	Средневзвешенный тариф на основного производственного персонала	руб. мес	37 249,28	37 248,28	44 837,80	44 837,80	50 025,77	7 589,52	x	39 483,18	39 483,18	48 331,29	56 845,28	143,97%	8 813,99	В соответствии с представляемыми документами	49 761,90	58 640,45	51 234,85	60 376,21	52 751,40	62 163,35	64 312,84	64 003,39	
14.1.4	расходы на оплату труда администрации, транспортно-управляемого персонала	тыс. руб.	21 768,55	21 768,55	30 407,03	30 080,12	27 184,82	8 638,49	x	22 843,91	22 843,91	31 235,03	30 899,21	29 923,81	91,59%	-9 975,81	В соответствии с представляемыми документами	31 813,83	21 594,37	32 755,52	22 223,27	33 725,08	22 881,08	34 723,34	23 556,36
14.1.4.1	Численность администрации, транспортно-управляемого персонала	чел.	38,00	38,00	31,00	31,00	37,62	37,62	x	31,66	30,67	81,53%	-0,96	31,66	30,67	31,66	30,67	31,66	30,67	31,66	30,67	31,66	30,67		
14.1.4.2	Средневзвешенная тариф на администрацию, транспортно-управляемого персонала	руб. мес	47 730,04	47 730,04	81 730,34	81 730,34	50 025,77	34 001,30	x	50 602,33	50 602,33	81 341,23	56 845,28	112,34%	-24 495,95	В соответствии с представляемыми документами	83 748,93	59 640,45	86 227,90	60 376,21	88 791,25	62 163,35	91 409,15	64 003,39	
14.1.5	ремонтные расходы	тыс. руб.	18 367,76	18 367,76	4 519,02	3 734,16	-11 799,63	x	17 176,32	17 176,32	17 943,93	17 751,01	17 952,16	102,36%	-168,85	В соответствии с представляемыми документами	18 276,44	18 137,41	18 817,42	18 674,28	19 374,42	19 227,04	19 947,90	19 796,16	
14.1.5.1	расходы на текущий ремонт производственных фондов	тыс. руб.	14 020,00	14 020,00	3 110,99	3 077,15	2 291,99	-11 709,41	x	15 952,11	15 952,11	16 243,39	16 068,74	16 072,21	103,34%	3,47	В соответствии с представляемыми документами	17 32,07	1 557,64	1 783,34	1 603,75	1 836,13	1 651,22	1 899,49	1 700,10
14.1.5.2	расходы на капитальный ремонт производственных фондов	тыс. руб.	14 020,00	14 020,00	3 110,99	3 077,15	2 291,99	-11 709,41	x	15 952,11	15 952,11	16 243,39	16 068,74	16 072,21	103,34%	3,47	В соответствии с представляемыми документами	16 544,37	16 577,97	17 034,06	17 070,53	17 536,29	17 575,82	18 057,42	18 096,06
14.1.5.3	расходы на оплату труда административного персонала	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	В соответствии с представляемыми документами	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14.1.5.3.1	расходы на оплату труда администрации	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	В соответствии с представляемыми документами	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14.1.5.3.2	Средневзвешенная тариф администрации, транспортно-управляемого персонала	руб. мес	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	В соответствии с представляемыми документами	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14.1.5.3.3	расходы на оплату труда администрации	руб. мес	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	В соответствии с представляемыми документами	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14.1.5.3.4	расходы на оплату труда администрации	руб. мес	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	В соответствии с представляемыми документами	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14.1.6	расходы на оплату труда администрации	тыс. руб.	112 952,35	112 952,35	132 386,19	130 405,05	128 071,53	19 415,85	x	118 532,19	118 532,19	154 789,81	153 563,91	114,37%	-17 542,63	В соответствии с представляемыми документами	157 837,75	139 447,27	162 303,83	143 983,66	167 108,02	148 245,58	172 054,42	152 833,65</	

### 1.11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение к системе теплоснабжения – плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемые к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемые здания, строения, сооружения. Плата за подключение к системе теплоснабжения в случае отсутствия технической возможности подключения для каждого потребителя, в том числе застройщика, устанавливается в индивидуальном порядке.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» потребители тепловой энергии, в том числе застройщики, планирующие подключение к системе теплоснабжения, заключают договоры о подключении к системе теплоснабжения и вносят плату за подключение к системе теплоснабжения.

Распоряжением № 220-Р от 24.11.2023 Комитета по ценам и тарифам Московской области установлена плата за подключение (технологическое присоединение) в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки к системам теплоснабжения теплоснабжающих и теплосетевых организаций на территории Московской области при наличии технической возможности подключения на 2024 год.

Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Теплосеть Фрязино» на территории г.о. Фрязино на 2025 год приведен таблицы 1.45.

**Таблица 1.42 - Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Теплосеть Фрязино» на территории г.о. Фрязино на 2025 год**

Наименование	Значение (без НДС)		
Плата за подключение (технологическое присоединение) в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в том числе:			
Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей ( $\Pi_1$ ), тыс. руб. / Гкал/ч	43,13		
Расходы на создание двухтрубных тепловых сетей и объектов на них (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей при наличии технической возможности подключения ( $\Pi_{2,1}$ ), (тыс. руб./м) / Гкал/ч:			
Подземная прокладка, в том числе:	Категория протяженности		
	до 50 м включительно	от 50 м до 200 м включительно	более 200 м
канальная прокладка ( $\Pi_{2,1}^{к}$ )			
50 мм	399,84	366,22	349,42
65 мм	242,76	222,16	211,86
80 мм	145,25	133,74	127,98
100 мм	112,92	100,57	94,40
125 мм	58,99	52,51	49,26
150 мм	40,20	35,67	33,41
200 мм	24,60	21,33	19,69
250 мм	15,54	13,54	12,54
бесканальная прокладка ( $\Pi_{2,1}^{б/к}$ )			
50 мм	149,02	115,40	98,60
65 мм	93,62	73,02	62,73
80 мм	55,43	43,92	38,16
100 мм	49,65	37,31	31,14
125 мм	28,17	21,69	18,44
150 мм	20,42	15,89	13,63
200 мм	14,18	10,91	9,28
250 мм	9,71	7,71	6,71

#### **1.11.4 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей**

Определение платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности регламентируется постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается в случае, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не осуществил отсоединение принадлежащих ему теплопотребляющих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается органом регулирования для каждой регулируемой организации равной ставке за мощность установленного для такой организации тарифа или, если для такой организации установлен одноставочный тариф, равной ставке за мощность двухставочного тарифа, рассчитанного для такой организации в соответствии с методическими указаниями.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности единой теплоснабжающей организацией устанавливается равной ставке за мощность единого тарифа на тепловую энергию (мощность) в зоне ее деятельности или, если в зоне ее деятельности установлен одноставочный единый тариф на тепловую энергию (мощность), равной ставке за мощность двухставочного единого тарифа на тепловую энергию (мощность), рассчитанного для такой организации в соответствии с методическими указаниями.

К социально значимым потребителям (п. 96 Постановления Правительства РФ от

8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»), для которых устанавливается плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, относятся следующие категории (группы) потребителей:

а) физические лица, приобретающие тепловую энергию в целях потребления в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях;

б) исполнители коммунальных услуг, приобретающие тепловую энергию в целях обеспечения предоставления собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах или жилых домах коммунальной услуги теплоснабжения и (или) горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в объемах их фактического потребления и объемах тепловой энергии, израсходованной на места общего пользования;

в) теплоснабжающие организации, приобретающие тепловую энергию в целях дальнейшей продажи физическим лицам и (или) исполнителям коммунальной услуги теплоснабжения, в объемах фактического потребления физических лиц и объемах тепловой энергии, израсходованной на места общего пользования;

г) религиозные организации;

д) бюджетные и казенные учреждения, осуществляющие, в том числе деятельность в сфере науки, образования, здравоохранения, культуры, социальной защиты, занятости населения, физической культуры и спорта;

е) воинские части Министерства обороны Российской Федерации, Министерства внутренних дел Российской Федерации, Федеральной службы безопасности Российской Федерации, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий и Федеральной службы охраны Российской Федерации;

ж) исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы.

По состоянию на момент актуализации схемы теплоснабжения теплоснабжающие организации по вопросам установления размера платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых групп потребителей в 2020 - 2022 годах в Комитет по ценам и тарифам не обращались.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, не устанавливалась.

#### **1.11.5 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Прирост тарифа на тепловую энергию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения приведен в п/п 1.11.1 в таблице 1.43.

## **Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа**

### **1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества и надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Функционирование систем централизованного теплоснабжения г.о. Фрязино оценивается как удовлетворительное. В ходе общего анализа систем выявлен ряд факторов, негативно влияющих на качественную, эффективную работу систем теплоснабжения.

Из комплекса существующих проблем организации **качественного теплоснабжения** можно выделить следующие составляющие:

#### **1. Износ тепловых сетей.**

Износ тепловых сетей - это наиболее существенная проблема организации качественного теплоснабжения. Старение тепловых сетей приводит как к снижению надежности, вызванному коррозией и усталостью металла, так и разрушению изоляции. Разрушение изоляции в свою очередь приводит к тепловым потерям и значительному снижению температуры теплоносителя на вводах потребителей. Отложения, образовавшиеся в тепловых сетях за время эксплуатации в результате коррозии, отложений солей жесткости и прочих причин, снижают качество сетевой воды. Также отложения уменьшают проходной (внутренний) диаметр трубопроводов, что приводит к снижению давления воды на воде у потребителей и повышению давления в прямой магистрали на источнике, а, следовательно, увеличению затрат на электроэнергию вследствие необходимости задействования дополнительных мощностей сетевых насосов.

Повышение качества теплоснабжения может быть достигнуто путем замены трубопроводов и реконструкции тепловых сетей.

#### **2.Разбалансировка потребителей.**

Фактические температурные графики отпуска тепла с котельных не соответствуют утвержденным графикам регулирования. Отличие разниц температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе относительно температурного графика на котельных свидетельствует о не точной гидравлической регулировке тепловых сетей. Отсутствие гидравлической наладки ведет к несоответствию расхода теплоносителя через систему отопления расчетному для каждого потребителя. В таких условиях велика вероятность отсутствия его циркуляции в наиболее удаленных от источника участках тепловой сети. Нарушение теплового и гидравлического режимов тепловой сети (занесенный расход теплоносителя) ведет к изменению температурного графика в системе отопления отдельных потребителей. Данное изменение температурного графика является частой причиной недотопа или перетопа. Последствия таких изменений у потребителей проявляется в виде ухудшения условий в отапливаемых помещениях.

Неравномерность температуры на воде к потребителям по территории поселения приводит к «перетопу» (превышению нормативной температуры внутреннего воздуха) потребителей, находящихся наиболее близко к магистральным сетям и «недотопу» конечных потребителей. Установка автоматики погодозависимого регулирования и установка общедомовых приборов учета тепловой энергии позволит оптимизировать расход тепловой энергии и обеспечит поддержание комфортных температур внутреннего воздуха в отапливаемых помещениях.

#### **3. Отсутствие приборов учета у источников и потребителей тепловой энергии.**

Отсутствие приборов учета тепловой энергии на всех источниках тепловой энергии. Необходимость установки приборов учета тепловой энергии на источнике установлена Федеральным законом от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эф-

фективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Отсутствие приборов учета у источников и потребителей не позволяет оценить фактическую выработку тепловой энергии источниками тепла и фактическое потребление тепловой энергии каждым потребителем.

В г.о. Фрязино нет программы установки приборов коммерческого учета тепловой энергии у потребителей, что не стимулирует теплоснабжающие организации к приведению системы теплоснабжения в соответствие с нормативными требованиями.

4. Отсутствие автоматизированных тепловых пунктов у потребителей.

Отсутствие автоматики тепловых пунктов у потребителей приводит к перетопам в переходные периоды работы системы теплоснабжения. Установка автоматики позволит улучшить параметры микроклимата в отапливаемых помещениях и снизить затраты денежных средств на отопление.

5. Износ оборудования котельных.

### **1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения городского округа (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

**Надежность** всей системы теплоснабжения определяется надежностью ее элементов (источника тепла, тепловых сетей, вводов, систем отопления и горячего водоснабжения). Основная причина, определяющая надежность и безопасность теплоснабжения – это техническое состояние теплогенерирующего оборудования и тепловых сетей.

В системе теплоснабжения г.о. Фрязино имеются проблемы, существенно снижающие надежность, качество и экономическую эффективность теплоснабжения.

Из комплекса существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения городского округа можно выделить:

1. Системные проблемы

- отсутствие у теплоснабжающих организаций стимула к реализации энергоэффективных мероприятий;
- недостаточность данных по фактическому состоянию систем теплоснабжения;
- отсутствие результатов испытаний на гидравлические и тепловые потери;
- отсутствие энергетических обследований тепловых сетей и котельных.

2. Проблемы на источниках тепловой энергии:

- износ и старение котельного оборудования;
- невысокие КПД котельных агрегатов и, как следствие, повышенные удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;
- низкая насыщенность приборным учетом потребления топлива и отпуска тепловой энергии в котельных;
- низкий уровень автоматизации котельных;
- отсутствие резервного и аварийного топлива.

3. Проблемы в тепловых сетях:

- высокая степень износа тепловых сетей;

4. Проблемы в системах потребления услуг теплоснабжения:

- низкая степень охвата потребителей приборами учета тепла и средствами регулирования теплопотребления и как следствие неточность в оценке тепловых нагрузок потребителей;

- низкие характеристики теплозащиты ограждающих конструкций жилых и общественных зданий и их ухудшение из-за недостаточных и несвоевременных ремонтов;
- отсутствие у организаций, эксплуатирующих жилой фонд, стимулов к повышению эффективности использования коммунальных ресурсов при отсутствии приборов учета тепловой энергии у потребителей.

Наиболее существенное влияние на надежность теплоснабжения потребителей и управляемость систем при эксплуатации оказывают тепловые сети. Основной причиной технологических нарушений в тепловых сетях (разрушение теплопроводов или арматуры, образование свищей вследствие коррозии теплопроводов, гидравлическая разрегулировка тепловых сетей) является высокий износ сетевого хозяйства. Более 40% тепловых сетей городского округа уже выработали свой ресурс.

Не менее важным является работоспособность основного оборудования котельных. Основное оборудование источников тепла городского округа, как правило, имеет высокую степень износа. Фактический срок службы части оборудования котельных больше предусмотренного технической документацией. Это оборудование физически и морально устарело и существенно уступает по экономичности современным образцам. Причина такого положения состоит в отсутствии средств у собственника или эксплуатирующей организации для замены оборудования на более современные аналоги. Износ оборудования котельных приводит к снижению производительности котлов и увеличению удельных расходов. Кроме того, износ оборудования котельных не позволяет в полной мере обеспечить необходимые температурные и гидравлические режимы работы систем теплоснабжения. Решению данной проблем следует уделить особое внимание и вопросы, связанные с техническим состоянием источников тепла, не должны становиться объектом пристального внимания на всех уровнях управления только в период подготовки к очередному отопительному сезону.

Отсутствие должного уровня средств автоматического управления технологическими процессами и режимом отпуска тепла приводит к невысокой экономичности даже неизношенного основного оборудования котельных, находящегося в хорошем техническом состоянии.

В части обеспечения безопасности теплоснабжения должно предусматриваться резервирование системы теплоснабжения, живучесть и обеспечение бесперебойной работы источников тепла и тепловых сетей.

Высокая степень износа основного оборудования и недостаточное финансирование теплоснабжающих предприятий не позволяет своевременно модернизировать устаревающее оборудование и трубопроводы.

Инвестиции в обновление систем теплоснабжения методично в течение многих лет сокращались. Многих аварий можно было бы избежать, если бы системы теплоснабжения были вовремя отрегулированы на нормативные характеристики. Для этого не требуется значительных средств. Затраты на восстановительные работы в десятки раз превышают затраты на наладку тепловых сетей.

#### **Выводы:**

1. Система теплоснабжения городского округа выполняет свои функции, как системы жизнеобеспечения, но не в полной мере отвечает соответствующим техническим требованиям и требованиям нормативных документов.
2. Необходимы инвестиции для проведения реновации (восстановления) основных фондов системы теплоснабжения.
3. Необходимо осуществлять мероприятия по плановому ремонту и реконструкции котель-

ных, своевременно перекладывать тепловые сети, отработавшие нормативный срок службы.

### **1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения**

В качестве теплоизоляционных материалов трубы в каналах используются, как правило, волокнистые материалы и в этом главная причина катастрофического состояния сетей. При износе теплосетей более 60 % количество аварий лавинообразно возрастает. Капитальный ремонт теплотрасс рекомендуется выполнять с замены трубопроводов на предварительно изолированные трубопроводы в заводских условиях.

Система теплоснабжения городского округа практически выполняет свои функции, как системы жизнеобеспечения, но не в полной мере отвечает соответствующим техническим требованиям.

Следует отметить, что восстановление основных фондов системы теплоснабжения городского округа невозможно осуществить через повышение тарифа на тепловую энергию, необходимы прямые инвестиции государства для проведения реновации (восстановления) основных фондов системы теплоснабжения.

### **1.12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

Проблемы в организации надежного и эффективного снабжения топливом, действующих систем теплоснабжения городского округа, сводятся следующему:

- 1) не включение реконструкции котельных с увеличением потребления газа в программы газификации городского округа и Московской области;
- 2) отсутствие практически на всех источниках тепла резервного и аварийного топлива.

Ввиду работы источника теплоснабжения на природном газе, основной проблемой надежного снабжения топливом является некоторое снижение давления в газопроводе ввиду повышенного расхода в период стояния минимальных температур наружного воздуха.

Однако это обстоятельство не оказывает существенного влияния на надёжность теплоснабжения потребителей. Это объясняется тем, что колебания давления газа не выходят за пределы диапазона работы газоиспользующего оборудования.

В целом источники тепловой энергии в системах теплоснабжения в достаточной степени обеспечены топливом. Причиной нехватки топлива, в отдельных системах, может являться только плохая организация взаимоотношений между участниками процессов топливоснабжения и топливопотребления, а также управление этими процессами.

Глобальных проблем, заключающихся в надежном и эффективном снабжении топливом действующей системы теплоснабжения в г.о. Фрязино, отсутствуют.

### **1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей отсутствуют. Каких-либо нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, не зафиксировано.

#### **1.12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского округа, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения не зафиксировано.