

**Схема теплоснабжения
муниципального образования «Город Гатчина»
на период до 2035 г.
(актуализация на 2021-2023 гг.)**

Обосновывающие материалы

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



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор

ООО «Невская Энергетика»

_____ Е. А. Кикоть

"__" _____ 2023 г.

СОГЛАСОВАНО:

Глава администрации

Гатчинского муниципального района

_____ Л.Н. Нешадим

"__" _____ 2023 г.

**Схема теплоснабжения
муниципального образования город Гатчина
на период до 2035 г.
(актуализация на 2021-2023 гг.)**

Санкт-Петербург

2023 год



СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Газизов Ф. Н.	Технический директор ООО "Невская Энергетика". Технический контроль, контроль исполнения договорных обязательств.
Прохоров И.А.	Ведущий специалист ООО "Невская Энергетика". Сбор и обработка данных, разработка схемы теплоснабжения
Антипова А.Д.	Специалист ООО "Невская Энергетика". Разработка схемы теплоснабжения, разработка электронной модели схемы теплоснабжения.

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения, являющиеся ее неотъемлемой частью, включают следующие главы:

- | | |
|----------|---|
| Глава 1 | "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения" |
| Глава 2 | "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения" |
| Глава 3 | "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения" |
| Глава 4 | "Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей" |
| Глава 5 | "Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения" |
| Глава 6 | "Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах" |
| Глава 7 | "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии" |
| Глава 8 | "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей" |
| Глава 9 | "Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения" |
| Глава 10 | "Перспективные топливные балансы" |
| Глава 11 | "Оценка надежности теплоснабжения" |
| Глава 12 | "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию " |
| Глава 13 | "Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения" |
| Глава 14 | "Ценовые (тарифные) последствия" |
| Глава 15 | "Реестр единых теплоснабжающих организаций" |
| Глава 16 | "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения" |
| Глава 17 | "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения" |
| Глава 18 | "Сводный том изменений, , выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения" |

ОГЛАВЛЕНИЕ

СОСТАВ ДОКУМЕНТА.....	4
Определения	8
Перечень принятых обозначений	10
ВВЕДЕНИЕ	11
ГЛАВА 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	13
1.1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	13
1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними	13
1.1.2. Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций.....	17
1.1.3. Зоны действия производственных котельных	17
1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	17
1.2. Источники ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ.....	20
1.2.1. МУП «Тепловые сети» г. Гатчина.....	20
1.2.2. Котельная «ПЭКП».....	41
1.2.3. ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА".....	42
1.2.4. ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"	46
1.3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ.....	53
1.3.1. Структура тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии.....	53
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии	62
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 надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки	64
1.3.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	74
1.3.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов.....	75
1.3.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети	75
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети .	81
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	86
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....	86
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей.....	88
1.3.11. Процедуры диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	89
1.3.12. Периодичность и соответствие техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	89
1.3.13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	95
1.3.14. Оценка фактических тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии	96
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	97

1.3.16. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	97
1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	100
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	101
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	101
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	103
1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	103
1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)	103
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии	104
1.5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	106
1.5.1. Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления	106
1.5.2. Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	107
1.5.3. Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	108
1.5.4. Величина потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	108
1.5.5. Нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	109
1.5.6. Сравнение величин договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника.....	112
1.6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	113
1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки	113
1.6.2. Баланс резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии	115
1.6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой мощности от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя	117
1.6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения	118
1.6.5. Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности в зоны с дефицитом тепловой мощности	118
1.7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	120
1.7.1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя.....	120
1.7.2. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	131

1.8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ	132
1.8.1. Виды и количество используемого основного топлива	132
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	137
1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки	137
1.8.4. Использование местных видов топлива	138
1.9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	139
1.9.1. Общие положения	139
1.9.2. Анализ и оценка надежности системы теплоснабжения.....	140
1.9.3. Расчет показателей надежности системы теплоснабжения г. Гатчина	145
1.10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ	152
1.10.1. Техничко-экономические показатели МУП «Тепловые сети» г. Гатчина	152
1.10.2. Техничко-экономические показатели ОАО "ЭЛТЕЗА"	156
1.10.3. Техничко-экономические показатели ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ".....	156
1.11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	157
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 лет.....	157
1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	167
1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности.....	170
1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	170
1.12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	171
1.12.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения	171
1.12.2. Существующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения.....	171
1.12.3. Существующие проблемы развития систем теплоснабжения.....	171
1.12.4. Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	171
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	172

Определения

В настоящей главе применяются следующие термины с соответствующими определениями:

Термины	Определения
Теплоснабжение	Обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности
Система теплоснабжения	Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями
Источник тепловой энергии	Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии
Тепловая сеть	Совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок
Тепловая мощность (далее - мощность)	Количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени
Тепловая нагрузка	Количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени
Потребитель тепловой энергии (далее потребитель)	Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления
Теплопотребляющая установка	Устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии
Теплоснабжающая организация	Организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Теплосетевая организация	Организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Зона действия системы теплоснабжения	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в

Термины	Определения
энергии	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
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Теплосетевые объекты	Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплоснабжающих установок потребителей тепловой энергии
Расчетный элемент территориального деления	Территория городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения

Перечень принятых обозначений

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	БМК	Блочно-модульная котельная
2	ВПУ	Водоподготовительная установка
3	ГВС	Горячее водоснабжение
4	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
5	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
6	ИП	Инвестиционная программа
7	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
8	МК, КМ	Муниципальная котельная
9	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
10	НВВ	Необходимая валовая выручка
11	НДС	Налог на добавленную стоимость
12	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
13	НС	Насосная станция
14	НТД	Нормативная техническая документация
15	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
16	ОВ	Отопление и вентиляция
17	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
18	ПИР	Проектные и изыскательские работы
19	ПНС	Повысительно-насосная станция
20	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
21	ППУ	Пенополиуретан
22	СМР	Строительно-монтажные работы
23	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
24	ТЭ	Тепловая энергия
25	ХВО	Химводоочистка
26	ХВП	Химводоподготовка
27	ЦТП	Центральный тепловой пункт
28	ЭМ	Электронная модель системы теплоснабжения г. Гатчина

ВВЕДЕНИЕ

Основанием для разработки и актуализации Схемы теплоснабжения муниципального образования город Гатчина до 2035 г. является Федеральный закон от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ "О теплоснабжении", направленный на обеспечение устойчивого и надежного теплоснабжения потребителей.

В составе Схемы теплоснабжения предлагаются решения по повышению эффективности снабжения города тепловой энергией, рационального распределения тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии, разрабатываются мероприятия по повышению надежности систем теплоснабжения, реконструкции тепловых сетей, а также решается вопрос об обеспечении тепловой энергией перспективной застройки, определяются условия организации централизованного теплоснабжения и теплоснабжения с помощью индивидуальных источников, вносится предложение по определению единой теплоснабжающей организации и зоны ее действия. В составе обосновывающих материалов проведен технико-экономический анализ предлагаемых проектных решений, определена ориентировочная стоимость мероприятий и даны предложения по источникам инвестирования данных мероприятий.

Согласно областному закону Ленинградской области N 115-оз от 22 декабря 2004 года (статья 1) муниципальное образование город Гатчина наделено статусом городского поселения (Гатчинское городское поселение) в составе Гатчинского муниципального района. В соответствии с Уставом МО "Город Гатчина" (принят решением совета депутатов МО "Город Гатчина" от 07 декабря 2005 года №15) поселение именуется МО "Город Гатчина". Далее по тексту проекта применено следующее название: г. Гатчина.

Город Гатчина – самый крупный населенный пункт Ленинградской области, он расположен в юго-западной части области, в 8 км к югу от границы Санкт-Петербурга и в 42 км от его исторического центра. Население города в 2022 году составило 87,626 тысяч человек, благодаря чему г. Гатчина является крупнейшим городским поселением Ленинградской области и одним из ее наиболее важных экономических и культурных центров. Город с административной точки зрения является городским поселением в составе Гатчинского муниципального района, в нем проживает более 40% от районного населения, сосредоточена значительная часть

районного экономического потенциала.

Город Гатчина является промышленным, научным, культурным и образовательным центром Ленинградской области. Расположенный в городе «Государственный художественно-архитектурный дворцово-парковый музей-заповедник «Гатчина», а также исторический центр города включены в список всемирного наследия ЮНЕСКО.

Транспортно-экономические связи с другими населенными пунктами Ленинградской области осуществляется с помощью железнодорожного и автомобильного транспорта.

Климат рассматриваемого района умеренно-континентальный, с чертами морского. Средняя многолетняя температура воздуха января составляет -7°C , июля – $+17^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое количество осадков составляет 650–700 мм. Максимальное количество осадков выпадает в теплое время года, к самым дождливым месяцам относятся сентябрь и октябрь (до 150 мм осадков). Снежный покров устанавливается в ноябре–начале декабря, сходит в конце апреля. Высота снежного покрова достигает 0,5–0,6 м. Глубина промерзания почвы составляет 0,6–0,75 м. Господствующее направление ветров юго-западное.

Годовая величина испарения составляет 320–420 мм. Преобладание осадков над испарением создает благоприятные условия для питания подземных вод, особенно в период снеготаяния и осенних продолжительных дождей.

Почвы подзолистые, болотные. Основные породы деревьев в лесных массивах – ель, осина.

Ландшафт в районе водозабора техногенный, водозаборы расположены в городской черте.

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Функциональная структура теплоснабжения

В границах города Гатчина располагается 10 источников тепловой энергии: 5 отопительных и 5 производственно-отопительных котельных. Централизованным теплоснабжением обеспечено более 80 % потребителей жилищного фонда.

1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними

В настоящее время в г. Гатчина действует 9 систем централизованного теплоснабжения, в состав которых входят 10 источников теплоснабжения. Котельная №7 и котельная №11 связаны между собой перемычкой в тепловой камере № 309. Перечень источников тепловой энергии представлен в таблице 1.

Объекты систем теплоснабжения города эксплуатируются следующими теплоснабжающими организациями:

– МУП «Тепловые сети» г. Гатчина

МУП «Тепловые сети» г. Гатчина является основной профильной теплоснабжающей организацией города. МУП «Тепловые сети» г. Гатчина осуществляет полный цикл тепловой энергии: выработку, транспортировку и реализацию тепловой энергии в горячей воде конечным потребителям. Предприятие имеет статус единой теплоснабжающей организации, на момент актуализации Схемы теплоснабжения на балансе находится 6 котельных в черте города (в 2022 г котельная "ПЭКП" была закрыта) и 140,7 км тепловых сетей.

– СЗПК – филиал ОАО «ЭЛТЕЗА»

Организация осуществляет теплоснабжение объектов РЖД. На балансе находятся 1 источник тепловой энергии и 2,756 км тепловых сетей. Часть сетей арендует МУП "Тепловые сети" г. Гатчина и осуществляет транспортировку и передачу тепловой энергии в горячей воде потребителям микрорайона Химози.

– ОП «Санкт-Петербургское» АО «ГУ ЖКХ»

ОП «Санкт-Петербургское» АО «ГУ ЖКХ» осуществляет теплоснабжение объектов военных городков г. Гатчина на основании права безвозмездного

пользования. Балансодержателем вышеуказанных объектов является ФГКУ «Северо-Западное территориальное управление имущественных отношений МО РФ». На балансе организации находятся 2,6 км тепловых сетей и три источника:

- котельная №22, в/г №12, Киевское шоссе, д. 6б;
- котельная №44, в/г №2, ул. Комсомольцев-Подпольщиков, д. 1а;
- котельная №28, в/г №1, Мариенбург, п. Гатчина-1.

Ранее услуги в сфере теплоснабжения в городе предоставляла ФГБУ «Петербургский институт ядерной физики им. Б. П. Константинова» НИЦ «Курчатовский институт». Однако, с введением в эксплуатацию БМК по ул. Рощинская, д.35а, и переключением тепловой нагрузки ФГБУ «ПИЯФ» на нее и котельную №11, котельная ФГБУ «ПИЯФ» осуществляет теплоснабжение только собственных объектов организации и далее в схеме теплоснабжения не рассматривается.

В связи с прекращением НИЦ «Курчатовский институт» - ПЭКП деятельности по производству тепловой энергии для отопления и горячего водоснабжения (исключение данного вида деятельности из ЕГРЮЛ, прекращение регистрации ОПО и отзыв лицензии на эксплуатацию взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов I, II и III классов опасности) (письма Ростехнадзора исх.№14-1/61622 от 21.12.2018г. «Уведомление об исключении ОПО из государственного реестра» и исх.№14-1/16639 от 02.04.2019г. «О прекращении действия лицензии») и лишением предприятия статуса теплоснабжающая организация, источник (котельная «ПЭКП») (по договору аренды) и тепловые сети от него (в результате принятия в собственность МО «Город Гатчина» с последующим закреплением за МУП «Тепловые сети» г. Гатчина) были переданы в эксплуатацию МУП «Тепловые сети» г. Гатчина. На запрос в письме НИЦ «Курчатовский институт» - ПЭКП №300-01/501 от 13 мая 2019 года п.2) «внести изменения в схему теплоснабжения МО «Город Гатчина» на период 2018-2032 гг. в связи с выводом из эксплуатации источника котельной по адресу: ул.Киргетова, дом 21А», администрация Гатчинского муниципального района Ленинградской области ответила отказом вывода данного источника и необходимостью продолжения эксплуатации источника в соответствии с действующими нормативными и законодательными актами Российской Федерации и Ленинградской области. В 2022 г

котельная была закрыта.

Теплоснабжение потребителей осуществляется в соответствии с правилами организации теплоснабжения, утверждаемыми Правительством Российской Федерации. Потребители тепловой энергии приобретают тепловую энергию и (или) теплоноситель у теплоснабжающей организации по договору теплоснабжения, который является публичным.

Также в 2019 году было завершено строительство котельной Северо-Западного нанотехнологического центра мощностью 10 МВт (адрес объекта: г.Гатчина, Пушкинское шоссе, д.20, сооружение 1). Данный источник, в первую очередь, предусмотрен для обеспечения тепловой энергией объектов, расположенных на территории Северо-Западного нанотехнологического центра. В перспективе, планируется получение тарифа на отпуск тепловой энергии и подключение к котельной внешних потребителей. В связи с этим, в настоящей актуализации схемы теплоснабжения данный источник в дальнейшем не рассматривается.

Структура системы теплоснабжения г. Гатчина представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Структура систем теплоснабжения г. Гатчина

№ системы теплоснабжения	Тип и наименование источника	Адрес источника	Наименование эксплуатирующей организации
1	Котельная №6	ул. Хохлова, д.33а	МУП «Тепловые сети» г. Гатчина
2	Котельная №7	ул. Рошинская, д.15а, корп.5	МУП «Тепловые сети» г. Гатчина
3	Котельная №9	пр. Красноармейский, д.2а	МУП «Тепловые сети» г. Гатчина
4	Котельная №10	Промзона №2, квартал 2, площадка 2, корп. 1	МУП «Тепловые сети» г. Гатчина
5	Котельная №11	ул. Индустриальная, д.1	МУП «Тепловые сети» г. Гатчина
6	Котельная №12	ул. Рошинская, д.35а	МУП «Тепловые сети» г. Гатчина
-	Котельная "ПЭКП" (в 2022 г котельная была закрыта)	Ул. Киргетова 21 а	МУП «Тепловые сети» г. Гатчина
7	Котельная "ЭЛТЕЗА"	Матвеева, 48	СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА"
8	Котельная №22	в/г №12, Киевское шоссе, д. 66	ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"
9	Котельная №28	в/г №1, Мариенбург, п. Гатчина-1.	ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"
10	Котельная №44	в/г №2, ул. Комсомольцев-Подпольщиков, д. 1а;	ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"
-	Котельная Северо-Западного нанотехнологического центра	г.Гатчина, Пушкинское шоссе, д.20, сооружение 1	-

1.1.2. Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций

МУП «Тепловые сети» г. Гатчина реализует тепловую энергию с коллекторов в горячей воде и паре. Практически вся тепловая энергия направляется непосредственно потребителю по собственным теплосетям, небольшая часть энергии транспортируется по бесхозяйным теплотрассам. Потребители имеют прямые договора с МУП "Тепловые сети" г. Гатчина.

ГПП СЗПК – филиал ОАО «ЭЛТЕЗА» снабжает напрямую тепловой энергией потребителей РЖД. МУП "Тепловые сети" г. Гатчина арендует тепловые сети от котельной "ЭЛТЕЗА" и транспортирует тепловую энергию потребителям микрорайона Химози, имеющих прямые договора с МУП «Тепловые сети» г. Гатчина.

Разбивка на микрорайоны г. Гатчина приведена на рисунке 1.

1.1.3. Зоны действия производственных котельных

Согласно полученным данным на территории г. Гатчина действует пять производственно-отопительных котельных. Одна из них, расположенная на пересечении микрорайонов Киевский и Химози, снабжает абонентов РЖД и жителей микрорайона Химози. Четыре производственно-отопительных котельных находятся на балансе МУП «Тепловые сети» г. Гатчина: котельные №№ 7, 9, 10, 11.

1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Автономные источники тепла имеют ряд промышленных объектов, расположенных в промышленных зонах на территории города, а также частично индивидуальная жилая застройка в следующих районах:

- Мариенбург (часть);
- Егерская слобода;
- Заячий Ремиз;
- Киевский;
- Химози (часть);
- Загвоздка;
- Промышленный (часть);

– Промзона 1.

Карты-схемы поселения с делением на зоны действия источников тепловой энергии приведены на рисунке 2.

Зоны действия источников централизованного теплоснабжения подробно рассмотрены в части 4 Главы 1.



Рисунок 1 – Территориальное деление города Гатчины на микрорайоны

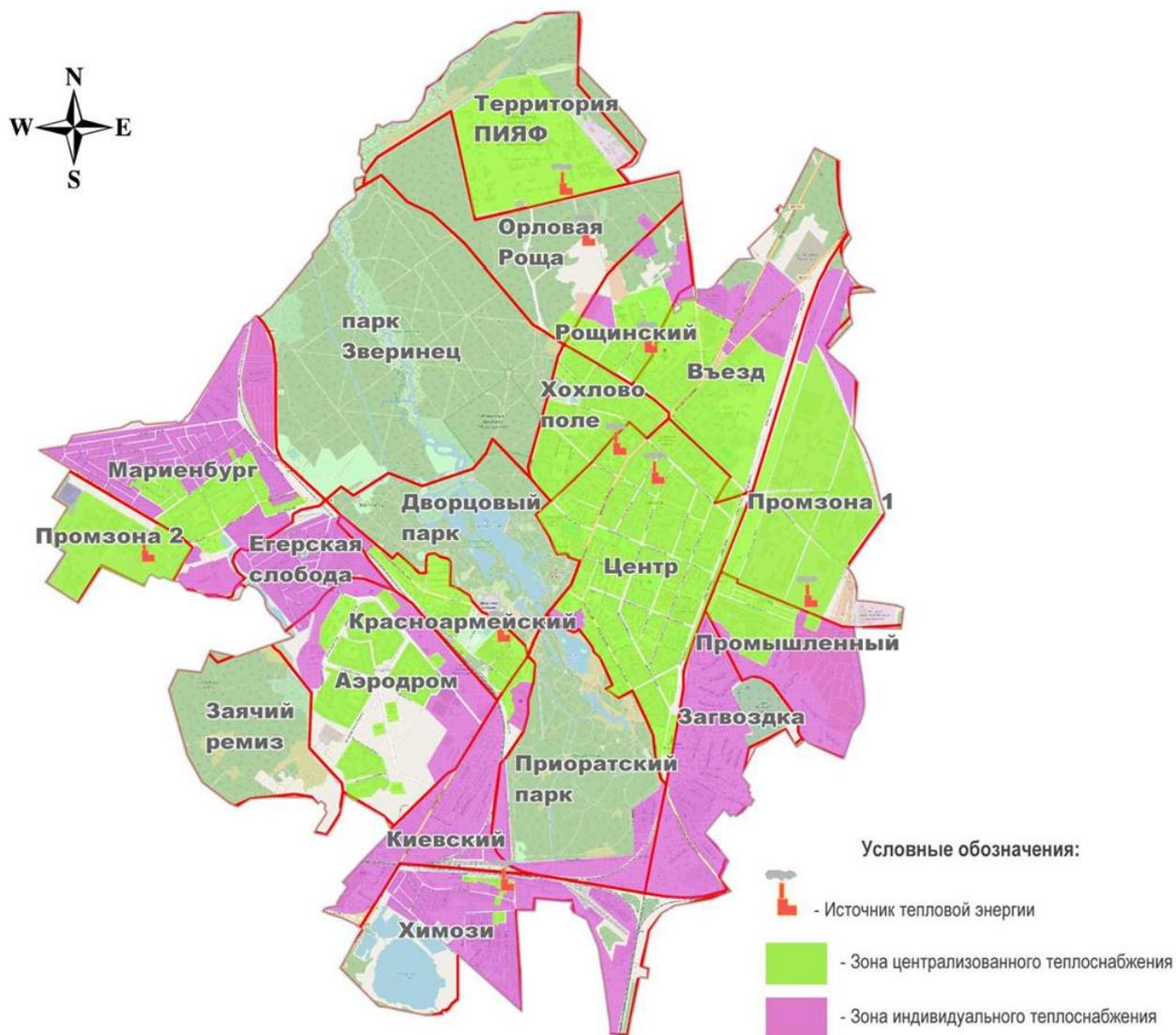


Рисунок 2 – Схема централизованного и индивидуального теплоснабжения г. Гатчина

1.2. Источники тепловой энергии

1.2.1. МУП «Тепловые сети» г. Гатчина

1.2.1.1. Общее описание

МУП «Тепловые сети» г. Гатчина – теплоснабжающая организация, поставляющая тепловую энергию на большую часть территории города Гатчина, включая территории Промзоны 1 и Промзоны 2. В настоящее время в эксплуатации предприятия находится 6 источников теплоснабжения, расположенных в черте г.Гатчины, суммарной установленной мощностью 438,5 Гкал/ч:

- котельная №6 (г. Гатчина, ул. Хохлова, д.33а);
- котельная №7 (г. Гатчина, ул. Рощинская, д.15а, корп.5);
- котельная №9 (г. Гатчина, пр. Красноармейский, д.2а);
- котельная №10 (г. Гатчина, Промзона №2, квартал 2, площадка 2, корп. 1);
- котельная №11 (г. Гатчина, ул.Индустриальная, д.1);
- котельная №12 (г. Гатчина, ул. Рощинская, д.35а);

В 2022 г была закрыта котельная «ПЭКП» (г. Гатчина, ул. Киргетова 21 а).

Тепловые сети источников не соединены между собой, каждая из описанных выше котельных имеет свою независимую сеть. Исключением являются котельные №7 и №11: они имеют общую сеть, однако гидравлически не связаны – сети имеют разграничение в тепловой камере №309. При этом котельные имеют ряд общих потребителей - горячая вода на отопление подается от котельной №7, а на ГВС – от котельной №11.

Котельная №6

На котельной №6, построенной в 1964 г., установлено 4 водогрейных котла марки КВГ-7,56-150. Основным видом топлива является природный газ, резервное топливо отсутствует. Котельная работает только в отопительный период, температурный график отпуска тепловой энергии – 110–70 °С. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка источника по состоянию на декабрь 2022 г. составляет 12,50537 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 12,21125 Гкал/ч;
- вентиляция – 0,18440 Гкал/ч;
- ГВС – 0,00972 Гкал/ч;
- технология – 0,1 Гкал/ч.

Котельная №7

Котельная №7 введена в эксплуатацию в 1976 г. и включает в себя 5 водогрейных котлов (КВГ-7,56-150 - 2 шт. и ТТ-100 – 3 шт.). Основным видом топлива является природный газ (аварийное топливо – дизельное топливо). Система теплоснабжения – закрытая, четырехтрубная; котельная работает по температурному графику 110/70 °С (отопление) и 65/50 °С (сеть ГВС с рециркуляцией). Суммарная подключенная (договорная) нагрузка источника по состоянию на декабрь 2022 г. составляет 21,7308 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 15,58731 Гкал/ч;
- вентиляция – 4,97980 Гкал/ч;
- ГВС – 1,16379 Гкал/ч.

Котельная №9

В состав оборудования котельной №9, построенной в 1970 г., входят 1 водогрейный и 2 паровых котла ДКВР 10/13, использующих в качестве основного топлива природный газ (резервное топливо отсутствует). Система теплоснабжения – закрытая, четырехтрубная; котельная работает по температурному графику 95/70 °С (отопление) и 65/50 °С (сеть ГВС с рециркуляцией). Суммарная подключенная (договорная) нагрузка источника по состоянию на декабрь 2022 г. составляет 12,53810 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 11,06765 Гкал/ч;
- вентиляция – 0,3 Гкал/ч;
- ГВС – 0,72045 Гкал/ч;
- технология – 0,45 Гкал/ч.

Котельная №10

Котельная №10 вырабатывает тепловую энергию на нужды отопления и горячего водоснабжения, как для собственных нужд предприятия, так и для объектов жилого фонда, объектов соцкультбыта и бюджетных организаций.

В состав основного оборудования котельной входят два водогрейных котла ПТВМ-50 Дорогобужского котельного завода и 5 паровых котлов ДКВР 10/13 Бийского котельного завода. Установленная мощность водогрейной части – 100 Гкал/ч; установленная мощность паровой части – 32 Гкал/ч.

Основным видом топлива является природный газ, резервным – мазут. Отпуск тепловой энергии осуществляется в соответствии с температурным графиком 110–70 °С. Система теплоснабжения №10 – частично открытая, частично – закрытая, в

двухтрубном исполнении. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка источника по состоянию на декабрь 2022 г. составляет 84,54910 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 59,98578 Гкал/ч;
- вентиляция – 4,42517 Гкал/ч;
- ГВС – 12,31331 Гкал/ч;
- технология – 7,82484 Гкал/ч.

Котельная №11

В состав основного оборудования котельной №11 (введена в эксплуатацию в 1976 г., реконструкция в 1986 году), входят 4 водогрейных котла (ПТВМ-30 – 2 шт. и КВГМ 50/150 – 2 шт.) Дорогобужского котельного завода и 4 паровых котла (ДКВР 10/13 – 2 шт. и ДЕ 25-14ГМ – 2 шт.) Бийского котельного завода, использующих природный газ в качестве основного вида топлива (резервное топливо – мазут). Котельная №11 отпускает тепловую энергию по температурному графику 115–70 °С, система теплоснабжения – открытая. Суммарная подключенная нагрузка источника по состоянию на декабрь 2022 г. составляет 130,13867 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 103,75810 Гкал/ч;
- вентиляция – 1,82682 Гкал/ч;
- ГВС – 21,68445 Гкал/ч;
- технология – 2,86930 Гкал/ч.

Котельная №12 (Блочно-модульная котельная, расположенная по адресу: г. Гатчина, ул. Рощинская, уч. №35 а)

В состав основного оборудования котельной №12 (введена в эксплуатацию в 2019 году), входят 2 водогрейных котла Lavart серия Master, мощностью 10000 кВт, ЗАО «Омский завод инновационных технологий» (Россия) и 1 водогрейный котел Lavart серия Master, мощностью 12000 кВт, ЗАО «Омский завод инновационных технологий» (Россия), использующих природный газ в качестве основного вида топлива (аварийное топливо – дизельное топливо). Котельная №12 отпускает тепловую энергию по температурному графику 110–70 °С, присоединение системы отопления и вентиляции осуществляется по зависимой схеме. Суммарная подключенная нагрузка (переключенная нагрузка от котельной ПИЯФ) источника по состоянию на декабрь 2022 г. составляет 27,38532 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 25,55682 Гкал/ч;
- вентиляция – 1,78300 Гкал/ч;
- технология – 0,04550 Гкал/ч.

Водогрейные котлы котельных МУП «Тепловые сети» г. Гатчина. работают самостоятельно по типовой схеме котельной и предназначены для обеспечения тепловой энергией в виде горячей воды установленных параметров жилых объектов и инфраструктуры г. Гатчина. Паровые котлы работают на удовлетворение собственных нужд котельных и на отпуск пара потребителям, также пар с котлов отпускается на теплообменники для подогрева сетевой воды.

Собственные нужды включают в себя расход тепловой энергии на продувку паровых котлов, растопку котлов, обдувку котлов, обеспечение нужд мазутного хозяйства, паровой распыл мазута, подогрев воздуха в калориферах, технологические нужды химводоочистки, деаэрации; отопление и хозяйственные нужды котельной; потери тепла насосами, баками и т.п.; утечки, испарения при апробировании и выявлении неисправностей в оборудовании; неучтенные потери.

1.2.1.2. Структура и технические характеристики основного оборудования

Ниже перечислен состав основного оборудования по каждой теплоснабжающей организации г. Гатчина.

МУП «Тепловые сети» г. Гатчина

Технические характеристики и результаты последней ЭПБ оборудования котельных МУП «Тепловые сети» г. Гатчина приведены в таблице 2. В качестве основного топлива на всех котельных используется газ, помимо этого, котельные №10, №11 и №12 имеют резервное топливо – мазут марки М-100 на котельных №10 и №11, дизельное топливо на котельной №12.

Состав насосного оборудования и его характеристики приведены в таблице 3.

Технические характеристики деаэрационных установок, горелок и прочего вспомогательного оборудования приведены в таблице 4.

Таблица 2 – Технические характеристики котлоагрегатов МУП "Тепловые сети" г. Гатчина

Источник	Наименование оборудования	Тип котла	Установл. мощ. котла		Завод изготовитель	Основной вид топлива	Дата ввода	Параметры пара		Тип экономайзера	Температура уходящих газов	Средний КПД котлов, %
			т.пара/ час	Гкал/ час				Давление, МПа	темпер., °С			
Котельная №6	водогр. котел	КВГ-7,56-150	-	6,52	Монастырищенский	газ	07.1999				148	89,3
	водогр. котел	КВГ-7,56-150	-	6,52	Монастырищенский	газ	05.2003				157	89,5
	водогр. котел	КВГ-7,56-150	-	6,52	Монастырищенский	газ	12.2002				152	89,4
	водогр. котел	КВГ-7,56 -150	-	6,52	Монастырищенский	газ	12.1999				155	89,5
Котельная №7	водогр. котел	ТТ-100	-	5,59	ООО "Энтророс"	газ	12.2013				178	90,6
	водогр. котел	КВГ-7,56-150	-	6,5	Монастырищенский	газ	03.2002				195	89,5
	водогр. котел	КВГ-7,56 -150	-	6,5	Монастырищенский	газ	04.2002				191	89,3
	водогр. котел	ТТ-100	-	5,16	ООО "Энтророс"	газ	08.2017				174	92,2
	водогр. котел	ТТ-100	-	5,16	ООО "Энтророс"	газ	08.2017				165	92,4
Котельная №9	котел паровой	ДКВР 10/13	10	6,4	ООО «Роскотлокомплект»	газ	05.2013	1,3	194	ВТИ	145	89,8
	водогр. котел	ДКВР 10/13	10	6,4	Бийский котельный завод	газ	10.1967			ВТИ	153	89,4
	котел паровой	ДКВР 10/13	10	6,4	Бийский котельный завод	газ	07.1968	1,3	194	ВТИ	127	89,7
Котельная №10	котел паровой	ДКВР 10/13	10	6,4	Бийский котельный завод	газ	12.2014	1,3	194	ВТИ-286	180	89,8
	котел паровой	ДКВР 10/13	10	6,4	Бийский котельный завод	газ	04.2014	1,3	194	ВТИ-286	156	89,8
	котел паровой	ДКВР 10/13	10	6,4	Бийский котельный завод	газ	05.2015	1,3	194	ЭБ-1-330	115	89,6
	котел паровой	ДКВР 10/13	10	6,4	Бийский котельный завод	газ	12.1978	1,3	194	ЭП-1-330	150	89,5
	котел паровой	ДКВР 10/13	10	6,4	Бийский котельный завод	газ	10.1981	1,3	194	ЭП-1-330	125	89,7
	водогр. котел	ПТВМ-50	-	50	Дорогобужский котельный завод	газ	08.1976				157	91,9
	водогр. котел	ПТВМ-50	-	50	Дорогобужский котельный завод	газ	08.1976				157	91,7
	Котельная №11	котел паровой	ДКВР 10/13	10	6,4	Бийский котельный завод	газ	06.2006	1,3	192	ЭП-1-808	105
котел паровой		ДКВР 10/13	10	6,4	Бийский котельный завод	газ	05.2008	1,3	192	ЭП-1-808	107	90,2
котел паровой		ДЕ 25-14ГМ	25	16	Бийский котельный завод	газ	10.1990	1,3	192	ЭП-1-808	147	89,8
котел паровой		ДЕ 25-14ГМ	25	16	Бийский котельный завод	газ	10.1990	1,3	192	ЭП-1-808	145	89,9
водогр. котел		ПТВМ-30	-	30	Дорогобужский котельный завод	газ	06.1976	-	-	-	210	89,3
водогр. котел		ПТВМ-30	-	30	Дорогобужский котельный завод	газ	06.1976	-	-	-	200	89,4
водогр. котел		КВГМ 50/150	-	50	Дорогобужский котельный завод	газ	07.1988	-	-	-	187	90,1
водогр. котел		КВГМ 50/150	-	50	Дорогобужский котельный завод	газ	07.1988	-	-	-	189	90
Котельная №12	водогр. котел	LAVART 12000M	-	10,32	ЗАО "ОмЗИТ"	газ	08.2019	-	-	-	145	92,6
	водогр. котел	LAVART 10000M	-	8,598	ЗАО "ОмЗИТ"	газ	08.2019	-	-	-	124	92,7
	водогр. котел	LAVART 10000M	-	8,598	ЗАО "ОмЗИТ"	газ	08.2019	-	-	-	124	93

Таблица 3 – Состав и характеристики насосного оборудования котельных МУП «Тепловые сети» г. Гатчина

Адрес	Наименование оборудования	тип насоса	Ст. №	Дата выпуска/ ввода	Производительность насоса		Электродвигатель	
					подача, м ³ /ч	напор, м вод.ст.	кВт	об/мин
Котельная №6	насос сетевой	Wilo IL200/400-110/4	1	04.2021г.	620	70	110	1450
	насос сетевой	Wilo IL200/400-110/4	2	04.2021г.	620	70	110	1450
Котельная №7	насос сетевой	1Д-500/63	1	07.2002г.	500	80	160	3000
	насос сетевой	1Д-500/63	2	07.2002г.	500	80	160	3000
	насос циркул. ГВС	КН 80-65-160-5	1	09.2021г.	50	32	10	2900
	насос циркул. ГВС	КН 80-65-160-5	2	09.2021г.	50	32	10	2900
Котельная №9	насос сетевой	1Д-315/71	1	01.2004г.	315	71	98	2900
	насос сетевой	1Д-315/71	2	01.2004г.	315	71	98	2900
	насос сетевой	1Д-315/71а	3	06.2006г.	300	62	90	2900
	насос циркул. ГВС	АЦМС 45-32-2	1	08.2005г.	45	52	11	2900
	насос циркул. ГВС	АЦМС 45-32-2	2	08.2005г.	45	52	11	2900
Котельная №10	насос сетевой	1Д-1600/90	1	12.2016г.	1600	90	630	1500
	насос сетевой	1Д-1250/125	3	09.2002г.	1250	125	600	1450
	насос сетевой	1Д-1600/90	2	12.2016г.	1600	90	630	1500
Котельная №11	насос сетевой	1Д-630/90	1	07.2006г.	630	90	200	1480
	насос сетевой	1Д-630/90	2	12.2007г.	630	90	315	1470
	насос сетевой	Д-630/90	3	09.2013г.	630	90	200	1480
	насос сетевой	Д-1250/125	4	07.2011г.	1250	125	630	1500
	насос сетевой	Д-1250/125	5	01.2014	1250	125	630	1500
	насос сетевой	Д-1250/125	6	08.2011г.	1250	125	630	1500
	насос сетевой	1Д-1250/125	7	08.2007г.	1250	125	630	1500
Котельная №12	насос сетевой	IL 200/390-75/4	1	06.2018	400	57	75	1450
	насос сетевой	IL 200/390-75/4	2	06.2018	400	57	75	1450
	насос сетевой	IL 200/390-75/4	3	06.2018	400	57	75	1450
	насос сетевой	IL 200/390-75/4	4	06.2018	400	57	75	1450

Таблица 4 – Состав и характеристики вспомогательного оборудования котельных МУП «Тепловые сети» г. Гатчина

Источник	Наименование оборудования	Тип котла	Дата последнего ТО, ЭПБ	Тип экономайзера	Горелки	Вентилятор	Дымосос	Тип ХВО	Тип деаэратора	Наличие и тип охладителей выпара	Прибор учета
Котельная №6	водогр. котел	КВГ-7,56-150	20.07.2023		БИГ 3-24 3шт.	нет	ДН-10	натрий-катионирование	вакуумный ДВ - 15 (1 шт.)		СПТ-961.2
	водогр. котел	КВГ-7,56-150	29.08.2023		БИГ 3-24 3шт.	нет	ДН--0				
	водогр. котел	КВГ-7,56-150	30.08.2023		БИГ 3-24 3шт.	нет	ДН-10				
	водогр. котел	КВГ-7,56-150	20.07.2023		БИГ 3-24 3шт.	нет	ДН-10				
Котельная №7	водогр. котел	ТТ-100	18.07.2023		GP-700 М	вентилятор горелки	нет	натрий-катионирование	деаэратор "АВАКС" (эжекторн.)		СПТ-961.2
	водогр. котел	КВГ-7,56-150	31.05.2023		БИГ 3-24 3шт.	нет	ДН-11,2				
	водогр. котел	КВГ-7,56-150	15.07.2023		БИГ 3-24 3шт.	нет	ДН-11,2	натрий-катионирование	химич. обезкислороживание		
	водогр. котел	ТТ-100	24.08.2023		WM GL 50\1	вентилятор горелки	нет				
Котельная №9	котел паровой	ДКВР 10/13	25.10.2024	ВТИ	ГБЛ-5,0К - 2шт.	вентилятор горелки	Д-12	натрий-катионирование	атмосферн ДА 15/15 (2 шт.)	ОВА (2 шт.),	СПТ-961.2
	водогр. котел	ДКВР 10/13	22.08.2023	ВТИ	ГМГ-5м - 2шт.	ВД-10	Д-12				
	котел паровой	ДКВР 10/13	06.11.2023	ВТИ	ГБЛ-5,0К - 2шт.	вентилятор горелки	Д-12				
Котельная №10	котел паровой	ДКВР 10/13	12.12.2023	ВТИ-286	PP9G PBK7 PETROKRAFT	вентилятор горелки	ДН--11,2	натрий-катионирование	атмосферн ДА 100/50 (3 шт.)	ОВА (3 шт.),	СПТ-961.1
	котел паровой	ДКВР 10/13	30.08.2025	ВТИ-286	PP9G PB9 PETROKRAFT	ВДН-10	ДН-11,2				
	котел паровой	ДКВР 10/13	06.12.2026	ЭБ-1-330	PP9G PB9 PETROKRAFT	ВДН-10	ДН-11,2				
	котел паровой	ДКВР 10/13	01.05.2025	ЭП-1-330	PP9G PB9 PETROKRAFT	ВУ-192	ДН-11,2				
	котел паровой	ДКВР 10/13	15.09.2025	ЭП-1-330	PP9G PB9 PETROKRAFT	ДН--11,5	ДН-11,2				
	водогр. котел	ПТВМ-50	01.11.2025		ДКЗ-12шт.	Ц-13-50 12 шт.	нет				

Источник	Наименование оборудования	Тип котла	Дата последнего ТО, ЭПБ	Тип экономайзера	Горелки	Вентилятор	Дымосос	Тип ХВО	Тип деаэратора	Наличие и тип охладителей выпара	Прибор учета
	водогр. котел	ПТВМ-50	20.06.2025		ДКЗ-12шт.	Ц-13-50 12 шт.	нет				
Котельная №11	котел паровой	ДКВР 10/13	28.04.2025	ЭП-1-808	ГМГ-5м - 2шт.	ВДН-10	ДН-11,5	Натрий-катионирование	атмосферн ДА 50/25 (1 шт.), ДА 75/25 (1 шт.), ДА 200/50 (2 шт.)	ОВА-2 (1 шт.), ОВА-8 (1 шт.), ОВА-11 (2 шт.),	СПТ-961.1
	котел паровой	ДКВР 10/13	24.08.2023	ЭП-1-808	ГМГ-5м - 2шт.	ДН--11,2	ДН-11,5				
	котел паровой	ДЕ 25-14ГМ	15.08.2026	ЭП-1-808	ГМПВ-20 1шт.	ДН--11,2	ДН-11,5				
	котел паровой	ДЕ 25-14ГМ	15.07.2026	ЭП-1-808	ГМПВ-20 1шт.	ДН--11,2	ДН-11,5				
	водогр. котел	ПТВМ-30	10.09.2025		ДКЗ-6шт.	ВД-12 2 шт.	Д-15,5-2У				
	водогр. котел	ПТВМ-30	01.09.2023		ДКЗ-6шт.	ВД-12 2 шт.	Д-15,5-2У				
	водогр. котел	КВГМ 50/150	24.08.2023		СТОПК ТЕРМЕК 2шт.	ДН-17	ДН-21ГМ				
водогр. котел	КВГМ 50/150	20.06.2025		СТОПК ТЕРМЕК 2шт.	ВДН-17	ДН-21ГМ					
Котельная №12	водогр. котел	LAVART 12000M	05.09.2023		GKP1200M Monox DN100 L2=434, "Oilon" (Финляндия)	Вент. горелки		Натрий-катионирование	Блочный вакуумный деаэратор БДВ-25		
	водогр. котел	LAVART 10000M	05.09.2023		GP1000M Monox DN100 L2=434, "Oilon" (Финляндия)	Вент. горелки					
	водогр. котел	LAVART 10000M	05.09.2023		GP1000M Monox DN100 L2=434, "Oilon" (Финляндия)	Вент. горелки					

1.2.1.3. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На котельной №6 установлено 4 газовых водогрейных котла. Тепловая схема котельной №6 представлена в Приложении А.

Котельная №7 оборудована 5 газовыми водогрейными котлами. Тепловая схема котельной №7 представлена в Приложении Б.

На котельной №9 находится 3 газовых котла, из которых 1 котел водогрейный, а остальные два – паровые. Тепловая схема котельной №9 представлена в Приложении В.

На котельной №10 установлено 7 газовых котлов, которые подразделяются на две группы: паровые (5 шт.) и водогрейные (2 шт.) котлы. Водоснабжение котельной №10 осуществляется из 4 артезианских скважин, расположенных вблизи котельной. Тепловая схема котельной №10 представлена в Приложении Г.

Котельная №11 оборудована 8 газовыми котлами: 4 паровыми и 4 водогрейными котлами. Водоснабжение осуществляется при помощи 4 артезианских скважин, расположенных вблизи котельной. Тепловая схема котельной №11 представлена в Приложении Д.

На котельной №12 установлено 3 газовых водогрейных котла. Тепловая схема котельной №12 представлена в Приложении Е.

Паровые и водогрейные котлы работают самостоятельно по типовой схеме котельной и предназначены для обеспечения потребителей теплом в виде горячей воды и пара установленных параметров. Кроме этого, паровые котлы обеспечивают собственные нужды котельной.

Характеристики мощности источников МУП "Тепловые сети" г. Гатчина представлены в таблице 5 и на рисунке 3.

Таблица 5 – Характеристика мощности теплоисточников МУП "Тепловые сети" г. Гатчина

Наименование	Единицы измерения	Показатели					
		МУП "Тепловые сети" г. Гатчина					
		Котельная №6	Котельная №7	Котельная №9	Котельная №10	Котельная №11	Котельная №12
Вид топлива:							
основное		газ	газ	газ	газ	газ	газ
резервное		-	-	-	мазут	мазут	дизельное топливо
Установленная мощность	Гкал/ч	26	28,91	19,2	132	204,8	27,516
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	26	28,91	6,4	100	160	27,516
в т.ч. в паре	т/ч	-	-	20	50	70	-
Располагаемая мощность	Гкал/ч	17,03	23,58	18,26	97,10	159,00	26,24
Подключенная (договорная) нагрузка, в т.ч.	Гкал/ч	12,5054	21,731	12,538	84,549	130,139	27,3853
Отопление	Гкал/ч	12,2113	15,587	11,068	59,986	103,758	25,55682
Вентиляция	Гкал/ч	0,1844	4,980	0,300	4,425	1,827	1,783
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	0,0097	1,164	0,720	12,313	21,684	0
Технологические нужды		0,1		0,45	7,82484	2,8693	0,0455
в т.ч. по пару	т/ч	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды источника	% от выработки тепловой энергии в сеть	3,410	1,287	3,738	6,965	4,484	1,472
Собственные нужды источника	Гкал/ч	0,480	0,291	0,547	7,680	7,042	0,443
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	16,55	23,29	17,71	89,42	151,96	25,80

На котельных имеются ограничения мощности. На котельных №№6,7,10,11 проектный температурный график водогрейных котлов 150/70, однако, фактически котельные №№6,7,10 работают по графику 110/70, а котельная №11 по графику 115/70. На котельной №9 один из паровых котлов марки ДКВР 10/13 переведен в водогрейный режим. Во всех случаях по результатам наладки значение мощности уменьшилось относительно паспортного. Также паровые котлы не могут работать на полную мощность из-за особенности схемы выдачи мощности котельными. Это связано с тем, что котельные проектировались с учетом нагрузки по пару промпредприятиям. В настоящее время, в результате отказа промпредприятий от потребления пара, паровые котлы используются только на покрытие собственных нужд источников. Поэтому, на котельных установлено пароводогрейное теплообменное оборудование меньшей мощности, чем сумма установленных мощностей паровых котлов, что вносит дополнительные ограничения мощности.

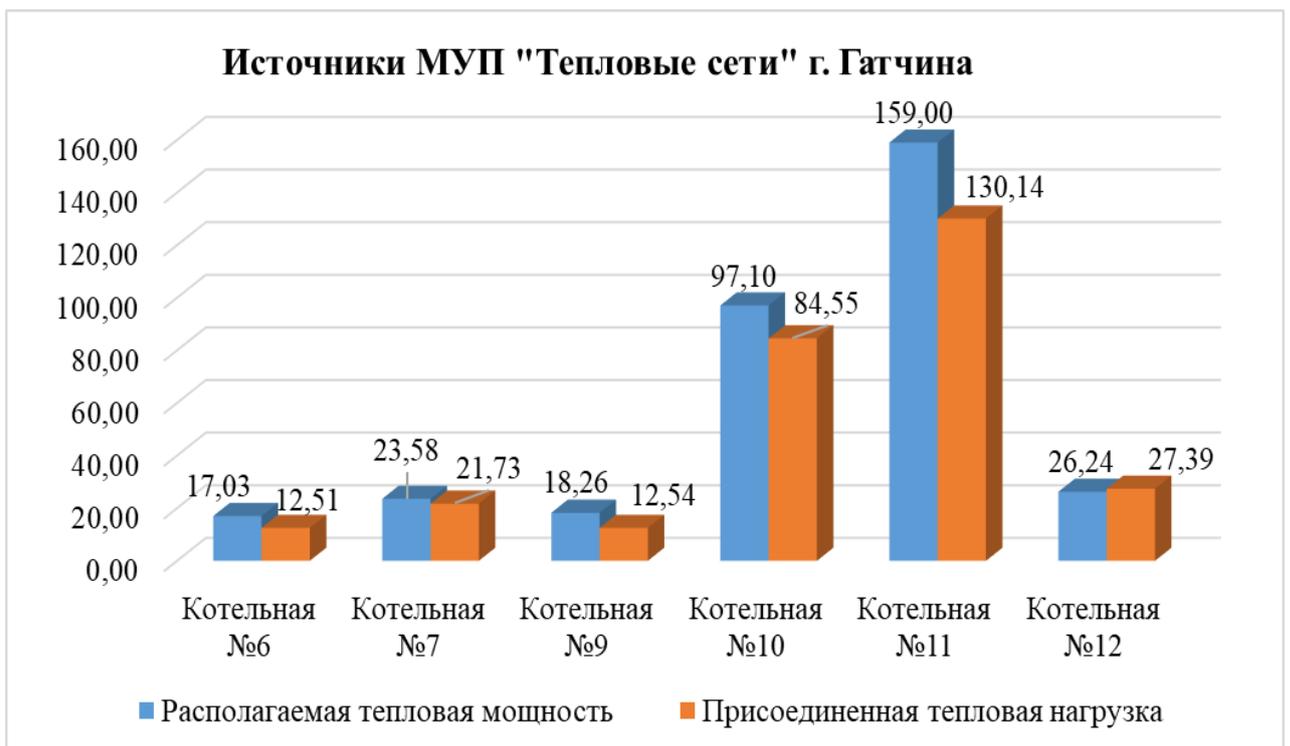


Рисунок 3 – Характеристика мощности теплоисточников МУП "Тепловые сети" г. Гатчина

1.2.1.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источников МУП «Тепловые сети» г. Гатчина представлены в таблице 5. Значения располагаемой тепловой мощности принимались по режимным картам оборудования при работе со 100% (или максимально возможной) нагрузкой.

1.2.1.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников МУП "Тепловые сети" г. Гатчина представлены в таблице 5.

Все источники МУП "Тепловые сети" г. Гатчина (кроме котельной №12, у нее по договорной нагрузке дефицит) имеют резерв тепловой мощности и способны обеспечить потребителей тепловой энергией во всем диапазоне температур. Исходной водой для подпитки теплосети является вода городского водопровода и артезианских скважин, проходящая на котельных соответствующую подготовку и деаэрацию в деаэраторах атмосферного типа.

1.2.1.6. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии МУП «Тепловые сети» г. Гатчина приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии МУП "Тепловые сети" г. Гатчина

№ кот.	Адрес	Основное оборудование	Ст. №	Заводской №	Рег. №	Дата выпуска	Дата ввода	Дата последнего ТО, ЭПБ	Дата следующего ТО, ЭПБ	Остаток паркового ресурса на 01.2023г.	Год продления ресурса	Мероприятия по продлению ресурса
6	Ленинградская обл., г. Гатчина, ул. Хохлова, д.33а	котел КВГ-7,56 -150	1	1835	005	1990	07.1999г	20.07.2022	20.07.2023	0		
		котел КВГ-7,56 -150	2	1860	149	1990	05.2003г	29.08.2022	29.08.2023	4 мес.		
		котел КВГ-7,56 -150	3	1873	148	1991	12.2002г	30.08.2022	30.08.2023	0	06.2022	– замена конвективных труб
		котел КВГ-7,56 -150	4	1836	006	1990	12.1999г	20.07.2022	20.07.2023	0		
7	Ленинградская обл., г. Гатчина, ул. Рошинская, д.15а, корп.5	котел ТТ-100	1	05101-11001556	154	2012	12.2013г.	18.07.2022	18.07.2023	10 лет 11 мес.		
		котел КВГ-7,56 -150	4	1669	143	1990	03.2002г	31.05.2022	31.05.2023	0	06.2022	– замена конвективных труб
		котел КВГ-7,56 -150	5	2056	145	1991	04.2002г	15.07.2022	15.07.2023	0		
		котел ТТ-100	1-нкз	01301-14002970	157	2015	08.2017г	24.08.2022	24.08.2023	14 лет 7 мес.		
		котел ТТ-100	2-нкз	01301-14002971	158	2015	08.2017г	24.08.2022	24.08.2023	14 лет 7 мес.		
9	Ленинградская обл., г. Гатчина, пр. Красноармейский, д.2а,	котел ДКВР 10/13	1	2012111	30750	2012	05.2013г	28.10.2020	25.10.2024	10 лет 4 мес.		
		котел ДКВР 10/13	2	3963	142	1964	1967г	22.08.2022	22.08.2023	0	2000г. 2001г.	– замена экранных и конвективных труб – переведен в водогрейный режим
		котел ДКВР 10/13	3	15395	6601	1965	1968г	06.11.2019	06.11.2023	0		
10	Ленинградская обл., г. Гатчина, Промзона 2, кв.2, пл.2, корп.1	котел ДКВР 10/13	1	11216	30693	2011	12.2014г.	12.12.2019	12.12.2023	11 лет 11 мес.		
		котел ДКВР 10/13	2	2012112	30820	2012	04.2014г	30.08.2025	30.08.2025	11 лет 3 мес.		
		котел ДКВР 10/13	3	3214	30918	2014	05.2015г	06.12.2022	06.12.2026	12 лет 4 мес.		
		котел ДКВР 10/13	4	8765	21888	1977	12.1978г	21.05.2021	01.05.2025	0	2011г.	– замена экранных и конвективных труб
		котел ДКВР 10/13	5	6749	22083	1977	10.1981г	02.11.2021	15.09.2025	0	2000г.	– замена экранных и конвективных труб
		котел ПТВМ-50	6	1525	21479	1973	08.1976г	02.11.2021	01.11.2025	0	10.1987г. 09.1999г. 12.2009г.	– замена экранных и конвективных труб – замена конвективных труб – замена экранных и конвективных труб

№ кот.	Адрес	Основное оборудование	Ст. №	Заводской №	Рег. №	Дата выпуска	Дата ввода	Дата последнего ТО, ЭПБ	Дата следующего ТО, ЭПБ	Остаток паркового ресурса на 01.2023г.	Год продления ресурса	Мероприятия по продлению ресурса
		котел ПТВМ-50	7	2319	21484	1976	08.1976г	20.06.2021	20.06.2025	0	10.1985г. 08.1999г. 12.2016г.	– замена экранных и конвективных труб – замена конвективных труб – замена экранных и конвективных труб
11	Ленинградская обл., Гатчинский м.р-н, Гатчинское г.п., г. Гатчина, ул. Индустриальная, д.1	котел ДКВР 10/13	1	51237	05037	2005	06.2006г	28.04.2021	28.04.2025	3 года 5 мес.		
		котел ДКВР 10/13	2	61242	30245	2007	05.2008г	24.08.2019	24.08.2023	5 лет 4 мес.		
		котел ДЕ 25-14ГМ	3	5982	26884	1985	10.1990г	15.08.2022	15.08.2026	0	08.2004г.	– кап. ремонт обмуровки
		котел ДЕ 25-14ГМ	4	5941	26885	1985	10.1990г	15.07.2022	15.07.2026	0	12.2003г.	– кап. ремонт обмуровки
		котел ПТВМ-30	1	1889	21455	1974	06.1976г	07.09.2021	10.09.2025	0	12.1999г.	– замена конвективных и экранных труб
		котел ПТВМ-30	2	2097	21456	1975	06.1976г	09.09.2019	01.09.2023	0	16.2003г.	– замена конвективных и экранных труб
		котел КВГМ 50/150	3	6580	28076	1985	07.1988г	09.09.2019	24.08.2023	0	09.1999г.	– замена конвективных и экранных труб
		котел КВГМ-50/150	4	7119	28077	1985	07.1988г	21.06.2021	20.06.2025	0	11.2001г 2013	– замена конвективных труб – замена экранных труб
12	Ленинградская обл., Гатчинский м.р-н, Гатчинское г.п., г. Гатчина, ул. Роцинская, д.35а	котел LAVART 12000M	1	556	168	2018	08.2019г	05.09.2022	05.09.2023	16 лет 7 мес.		
		котел LAVART 10000M	2	557	169	2018	08.2019г	05.09.2022	05.09.2023	16 лет 7 мес.		
		котел LAVART 10000M	3	558	170	2018	08.2019г	05.09.2022	05.09.2023	16 лет 7 мес.		

1.2.1.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

Отпуск тепла осуществляется с коллекторов источников МУП «Тепловые сети» г. Гатчина через магистральные тепловые сети и далее по распределительным квартальным сетям к тепловым пунктам потребителей. Всего к МУП «Тепловые сети» г. Гатчина подключено 7 насосных станций, последняя из которых была построена в 2017-2018 гг. для обеспечения горячей водой потребителей микрорайона Хохлово поле.

Информация о насосном оборудовании насосных станций МУП «Тепловые сети» г. Гатчина представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Данные по оборудованию насосных станций МУП "Тепловые сети" г. Гатчина

№ ЦТП	Адрес	Марка насоса		Дата ввода	Насос		Мощность Электродвигателя, кВт	Процент износа
					Подача Qопт, м³/ч	Напор Нопт., м		
1	ул. Чехова	1	АЦМЛ-1154/292-18,5/4	11.2019г.	192,0	19,5	18,5	21
		2	АЦМЛ-1154/222-5,5/4	09.2003г.	124,0	9,0	5,5	100
		3	АЦМЛ-1154/292-18,5/4	05.2003г.	192,0	19,5	18,5	100
2	Рощинская,	1	АЦМЛ-1154/222-5,5/4	09.2003г.	124,0	9,0	5,5	100
		2	АЦМЛ-1154/292-18,5/4	01.2012г.	192,0	19,5	18,5	100
3	К. Маркса, 49Б	1	Grundfos NB 80-160/161	07.2018г.	192	25,8	18,5	50
		2	Grundfos NB 80-160/161	07.2018г.	192	25,8	18,5	50
		3	Grundfos NB 80-160/161	07.2018г.	192	25,8	18,5	50
		4	Wilo IL 100/160-18,5/2	01.2012г.	280.0 (max)	30 (max)	18.5	100
		5	Wilo IL 100/160-18,5/2	01.2012г.	280.0 (max)	30 (max)	18.5	100
4	Глинки	1	Wilo IL 80/220-4/4	05.2015г.	100.0	15.5	4	100
		2	Wilo IL 80/220-4/4	11.2004г.	100.0	15.5	4	100
5	Радищева, д. 8	1	Grundfos TP 80–250/2	01.2014г.	117	25 (max)	7.5	100
6	К. Маркса, д.16	1	Grundfos TP 80–330/2	03.2014г.	130	27,4 (max)	11	100
7	Рощинская, 21	1	KM 150-125-250-C	07.2018г.	200	20	18,5	50
		2	KM 150-125-250-C	07.2018г.	200	20	18,5	50

1.2.1.8. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Отпуск тепла осуществляется с коллекторов источников МУП "Тепловые сети" г. Гатчина через магистральные тепловые сети и далее по распределительным квартальным сетям к тепловым пунктам потребителей. Всего к МУП "Тепловые сети" г. Гатчина подключено 7 насосных станций.

Источники МУП "Тепловые сети" г. Гатчина имеют качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии приведен в части 3 "Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты".

1.2.1.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения о среднегодовой загрузке оборудования источников МУП "Тепловые сети" г. Гатчина представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Нарботка основного оборудования МУП «Тепловые сети» г. Гатчина за 2022 г.

Источник	Котел	Нарботка, ч												
		Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Итого
Котельная №6	КВГ1	537	653	87	0	0	0	0	0	163	0	513	438	2391
	КВГ2	406	68	744	682	0	0	0	0	220	128	0	361	2609
	КВГ3	0	0	0	34	305	0	0	0	32	98	132	735	1336
	КВГ4	215	146	0	94	106	0	0	0	132	389	591	60	1278
Котельная №7	T100	299	62	329	351	10	0	0	0	0	47	498	493	2089
	КВГ4	740	670	394	16	0	0	0	0	475	474	56	743	3568
	КВГ5	697	670	742	717	432	0	0	0	77	292	687	251	4565
	T100	744	672	743	717	277	0	0	0	517	744	720	630	5764
	T100	0	0	0	0	173	0	144	0	0	0	0	114	431
Котельная №9	ДКВР1	744	667	0	215	0	160	281	289	645	744	288	128	4161
	ДКВР2	744	175	16	0	0	0	0	0	0	0	305	704	1944
	ДКВР3		3	744	526	432	124	0	0	0	0	437	413	2679
Котельная №10	ДКВР1	20	504	659	612	344	720	706	514	672	418	7	59	5235
	ДКВР2	190	494	536	253	505	542	633	738	709	303	0	636	5539
	ДКВР3	584	446	734	469	625	180	220	240	413	136	300	453	4800
	ДКВР4	744	253	34	106	33	395	390	744	110	145	298	565	3817
	ДКВР5	700	328	255	720	744	325	0	0	202	605	452	517	4848
	ПТВМ6	444	672	744	720	466	0	0	0	456	467	720	663	5352
	ПТВМ7	300	0	0	0	0	0	0	0	85	277	0	62	724
Котельная №11	ПТВМ1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37	37
	ПТВМ2	0	0	0	420	436	0	492	744	209	638	181	0	3120
	КВГМ3	738	672	740	720	448	0	0	0	0	638	720	744	5420
	КВГМ4	738	672	740	284	0	0	0	0	511	82	302	700	4029
	ДКВР1	0	566	482	0	192	201	4	0	0	0	0	126	1571
	ДКВР2	0	0	81	352	537	7	0	24	0	0	0	0	1001
	ДЕ3	738	460	0	0	0	506	119	0	224	624	720	428	3819
	ДЕ4	738	364	740	720	744	710	445	720	369	134	518	654	6856
Котельная №12	LAVART 1	736	624	742	711	440	0	0	0	554	744	717	739	6007
	LAVART 2	412	652	485	141	4	0	0	0	0	0	369	702	2765
	LAVART 3	358	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	41	444

1.2.1.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, ведется с помощью приборов, установленных на выводах котельных. Перечень приборов коммерческого учета отпуска тепловой энергии и топлива (газа) приведен в таблице 9.

Расчеты потребителей тепловой энергии с энергоснабжающими организациями за полученное ими тепло осуществляются на основании показаний приборов учета и контроля параметров теплоносителя, установленных у потребителя и допущенных в эксплуатацию в качестве коммерческих.

Взаимные обязательства энергоснабжающей организации и потребителя по расчетам за тепловую энергию и теплоноситель, а также по соблюдению режимов отпуска и потребления тепловой энергии и теплоносителя определяются "Договором на отпуск и потребление тепловой энергии".

Таблица 9 – Характеристика узлов учета тепловой энергии МУП «Тепловые сети» г. Гатчина

№ п/п	Наименование	Марка	Кол-во, шт	Место установки
1.	Топливо (газ)	СПГ-742	1	ГРУ, кот.№6
		ЕК-270	1	ГРУ, кот.№7
		СПГ-761.2	1	ГРУ, кот.№9
		СПГ-761.2	1	ГРУ, кот.№10
		СПГ-761.2	1	ГРУ, кот.№11
		СПГ-761.2	1	ГРУ, кот.№12
2.	Тепловая энергия	СПТ-961.2	1	Котельная №6
		СПТ-961.2	1	Котельная №7
		СПТ-961.2	1	Котельная №9
		СПТ-961.1	1	Котельная №10
		СПТ-961.1	1	Котельная №11
		СПТ-963	1	Котельная №12

1.2.1.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования

За период с 2014 по 2021 гг. аварий и повреждений на тепловых сетях МУП «Тепловые сети» г. Гатчина, повлекших отключения отопления свыше норматива или рабочей смены, не зафиксировано.

За период с 2019 по 2021 гг. было произведено:

в 2019 году - 34 плановых отключений теплоснабжения и 7 внеплановых отключений не превышающих установленных нормативов времени;

в 2020 году - 6 внеплановых отключений не превышающих установленных нормативов времени;

в 2021 году - 15 плановых отключений теплоснабжения и 4 внеплановых отключений, не превышающих установленных нормативов времени.

1.2.1.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельных МУП «Тепловые сети» г. Гатчина отсутствуют.

1.2.1.13. 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 и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.2. Котельная «ПЭКП»

1.2.2.1. Общее описание

В связи с прекращением НИЦ «Курчатовский институт» - ПЭКП деятельности по производству тепловой энергии для отопления и горячего водоснабжения и лишением предприятия статуса теплоснабжающая организация, источник - котельная «ПЭКП» - была передана в эксплуатацию МУП «Тепловые сети» г. Гатчина.

На котельной «ПЭКП» установлено 4 котла: 2 паровых котла марки ДКВР 4/13 и 2 водогрейных котла ДКВР 6,5/13 и ДКВР 10/13. Основным видом топлива является природный газ, резервное топливо отсутствует. Котельная работает только в отопительный период, температурный график отпуска тепловой энергии – 105–70 °С. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая.

В 2022 году котельная отработала 2577 часов, и впоследствии была закрыта, ее нагрузка переведена на котельные №11 (ГВС) и №6 (ОТ).

1.2.3. ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА"

1.2.3.1. Общее описание

ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА" осуществляет деятельность по производству и передаче тепловой энергии в горячей воде. Производство тепловой энергии осуществляется на котельной "ЭЛТЕЗА", расположенной по адресу г. Гатчина, Матвеева 48.

Котельная имеет установленную мощность 3,353 Гкал/ч и снабжает тепловой энергией на нужды отопления собственные здания предприятия и близлежащий жилой фонд. Учет отпуска тепловой энергии производится с помощью прибора учета СГ 16М-400 с корректором ЕК 260. На источнике ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА" установлена система ХВО.

1.2.3.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

Информация об основном и вспомогательном оборудовании котельной "ЭЛТЕЗА" представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Основное и вспомогательное оборудование котельной "ЭЛТЕЗА"

Наименование оборудования	Марка	Кол-во	Производительность, мощность т/час, Гкал/час, кВт	Подача, напор м ³ /час, кгс/см ²
Котлы паровые	"Witermo" TF 20	2	3 т/час	10 кгс/см ²
в том числе котел №1	"Witermo" TF 20-3т/час	1	0,927 Гкал/час (1078 кВт)	
котел №2	"Witermo" TF20-3Т/час	1	1,1739 Гкал/час (1365 кВт)	
Горелки, форсунки		4		
в том числе горелки паровых котлов	OILON - GP-150H	2	max 2700 кВт	0,1 кгс/см ²
Насосы:				
- насос контура отопления	КМ-80-50-200	1	50 м ³ /час	50 м
- сетевые	КМ-100-65-200	3	100 м ³ /час	50 м
- питательные	ЦНСГ-4/120-5	4	4 м ³ /час	120 м
- подпиточные	КМ-50-32-125	1	12,5 м ³ /час	20 м
- конденсатные	КМ-50-32-125	2	12,5 м ³ /час	20 м
- холодной воды	КМ-50-32-125	1	12,5 м ³ /час	20 м
Дымосос	Д-8	1	10000 м ³ /час	0,06 кгс/см ²
Вентилятор	ВНД-8	1	8400 м ³ /час	0,04 кгс/см ²
Химводоочистка (диаметр фильтров)	Na - катионит Φ 470 мм	2	3,4 м ³ /час	min 1,2 кгс/см ²
Деаэратор (питательный бак)	ТЦ ТХК -ТФ20-2х3 т/час	1	V = 5м ³	0,2 кг/см ²
Приборы учета:				
- топлива (газ)				
Общий комплекс для измерения количества газа СГ-ЭК (зав. № 2404018)	СГ 16М-400 (зав. № 3126482) с корректором ЕК 260 (зав. № 40302300)	1		
Котел № 1	СГ16М-200-30-С, Ду80	1		
Котел № 2	СГ16М (200), Ду80	1		

1.2.3.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто котельной "ЭЛТЕЗА" представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристика мощности теплоисточника ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА"

Наименование	Единица измерения	Показатель
Теплоснабжающая организация	-	СЗПК-филиал ОАО "ЭЛТЕЗА"
Наименование источника	-	Газовая котельная (финский модуль)
Адрес источника	-	Лен.обл., г.Гатчина, ул. Матвеева, д.48
Вид топлива		Газ природный
основное		Газ природный
резервное		нет
Установленная мощность		3,8 МВт (3,353 Гкал/ч)
Располагаемая мощность		3,8 МВт (3,353 Гкал/ч)
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,262
в т.ч. по горячей воде		
Отопление (в т.ч. сторонних потребителей)	Гкал/ч	2,662 (0,22796)
Вентиляция	Гкал/ч	-
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	0,6
Собственные нужды источника	Гкал/ или % к отпуску тепловой энергии в сеть	2,0 %

1.2.3.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности источника отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности источника представлены в таблице 11.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА" представлены в таблице 11.

1.2.3.6. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования источника ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА" предоставлен в таблице ниже.

Таблица 12. Характеристика теплофикационного оборудования

Наименование источника адрес	Тип и количество котлов	Производительность, Гкал/ч, т/ч	Расчетная присоединенная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	Завод-изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива	Давление и температура пара.	Тип экономайзера	Температура уходящих газов, оС	Наличие режимных карт, средний КПД котлов, %
СЗПК – филиал ОАО «ЭЛТЕЗА» г. Гатчина, ул. Матвеева, д.48	Паровые котлы ТФ-20-3,0 2 штуки	3,0 т/час	1,677*2 1,95 МВт	А/О «Т.А.Сааринен, Нивалан Конепая, Финляндия	1990	газ	12 Бар, 192°С	-	130	в наличии 95%

1.2.3.7. Схема выдачи тепловой мощности. Структура теплофикационных установок

Схема выдачи тепловой мощности котельной "ЭЛТЕЗА", расположенной по адресу г. Гатчина, Матвеева 48, не предоставлена.

1.2.3.8. Способ регулирования отпуска тепловой энергии

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной "ЭЛТЕЗА" является качественным, т.е. регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменяемом расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику.

1.2.3.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования угольной котельной приведена в таблице 13.

Таблица 13 - Сведения о работе основного оборудования котельной

Месяц	Наработка, ч	
	Котел №1	Котел №2
Январь	744	
Февраль	672	

Месяц	Наработка, ч	
	Котел №1	Котел №2
Март	744	
Апрель	720	
Май	240	
Июнь	720	
Июль	744	
Август	744	
Сентябрь		720
Октябрь		744
Ноябрь		720
Декабрь		744
Итого:	5328	2928

1.2.3.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети от котельной "ЭЛТЕЗА", ведется с помощью приборов, установленных на выводах котельных.

Характеристики узлов учета тепловой энергии не предоставлены.

1.2.3.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования

Статистика отказов и восстановлений оборудования на источнике ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА" отсутствует.

1.2.3.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА" отсутствуют.

1.2.4. ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"

1.2.4.1. Общее описание

АО "ГУ "ЖКХ" осуществляет деятельность по производству и передаче тепловой энергии на нужды военного городка г. Гатчина.

На балансе ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" находятся три котельные:

1. котельная №22, в/г №12, Киевское шоссе, д. 6б;
2. котельная №44, в/г №2, ул. Комсомольцев-Подпольщиков, д. 1а;
3. котельная №28, в/г №1, Мариенбург, п. Гатчина-1.

1.2.4.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

Технические характеристики котельных ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" приведены в таблице 14. В качестве основного топлива на всех котельных используется уголь, резервного топлива нет.

Сведения о горелках, тягодутьевых установках, деаэрационных установках и вспомогательном оборудовании не предоставлены.

Таблица 14 – Технические характеристики котлоагрегатов ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"

Адрес	Наименование оборудования	Марка котла	Установленная мощность котла	Вид топлива	Объем выработки, Гкал	Присоединенная нагрузка, Гкал/час	Дата ввода	Расход тепла на растопку, Гкал/час	Средний КПД котлов, %
			Гкал/час						
Котельная №22	водогрейный котел	ДЖК-0,63	0,542	уголь	790,136	От.: 0,6087; ГВС: 0,0397	2006	17,4524	67
	водогрейный котел	ДЖК-0,63	0,542		790,136		2011		67
	паровой котел	ДЖК-0,63	0,542		625,673		2011		67
	паровой котел	ДЖК-0,63	0,542		625,673		2011		67
Котельная №28	водогрейный. котел	ДЖК-0,63	0,54	уголь	0	От.: 0,3987	2008	8,037	67
	водогрейный котел	НИИСТУ-5	0,435		598,521		1994		67
	водогрейный. котел	НИИСТУ-5	0,435		461,945		1994		67
	водогрейный. котел	НИИСТУ-5	0,435		0		2000		67
Котельная №44	водогрейный. котел	ДЖК-0,63	0,542	уголь	223,335	От.: 0,1249	2005	30,894	67
	водогрейный. котел	ДЖК-0,63	0,542		160,522		2005		67

1.2.4.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На котельной №22 установлено 4 угольных котла, которые подразделяются на две группы: водогрейные (2 шт) и паровые котлы (2 шт).

Котельная №44 оборудована 2 угольными водогрейными котлами.

На котельной №28 находится 4 угольных водогрейных котла.

Паровые и водогрейные котлы работают самостоятельно по типовой схеме котельной и предназначены для обеспечения потребителей теплом в виде горячей воды и пара установленных параметров. Кроме этого паровые котлы обеспечивают собственные нужды котельной.

Характеристики мощности источников ОА "ГУ "ЖКХ" представлены в таблице 15 и на рисунке 4.

Таблица 15 – Характеристика мощности теплоисточников ОА "ГУ "ЖКХ"

Наименование	Единицы измерения	Показатели		
Теплоснабжающая организация	-	ОА "ГУ "ЖКХ" г. Гатчина		
Наименование источника	-	Котельная №22	Котельная №28	Котельная №44
Вид топлива:				
основное		уголь	уголь	уголь
резервное		-	-	-
Установленная мощность	Гкал/ч	2,168	1,845	1,084
Располагаемая мощность	Гкал/ч	2,168	1,845	1,084
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,6484	0,3987	0,1249
в т.ч. отопление	Гкал/ч	0,6087	0,3987	0,1249
вентиляция	Гкал/ч	-	-	-
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	0,0397	-	-
Расход тепла на растопку	Гкал/ч	17,4524	8,037	30,894
Собственные нужды источника	% от выработки тепловой энергии в сеть	2,42	2,42	2,42
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	2,116	1,80	1,058

Информация по ограничениям тепловой мощности не предоставлена, поэтому это значение было принято равным установленной мощности.

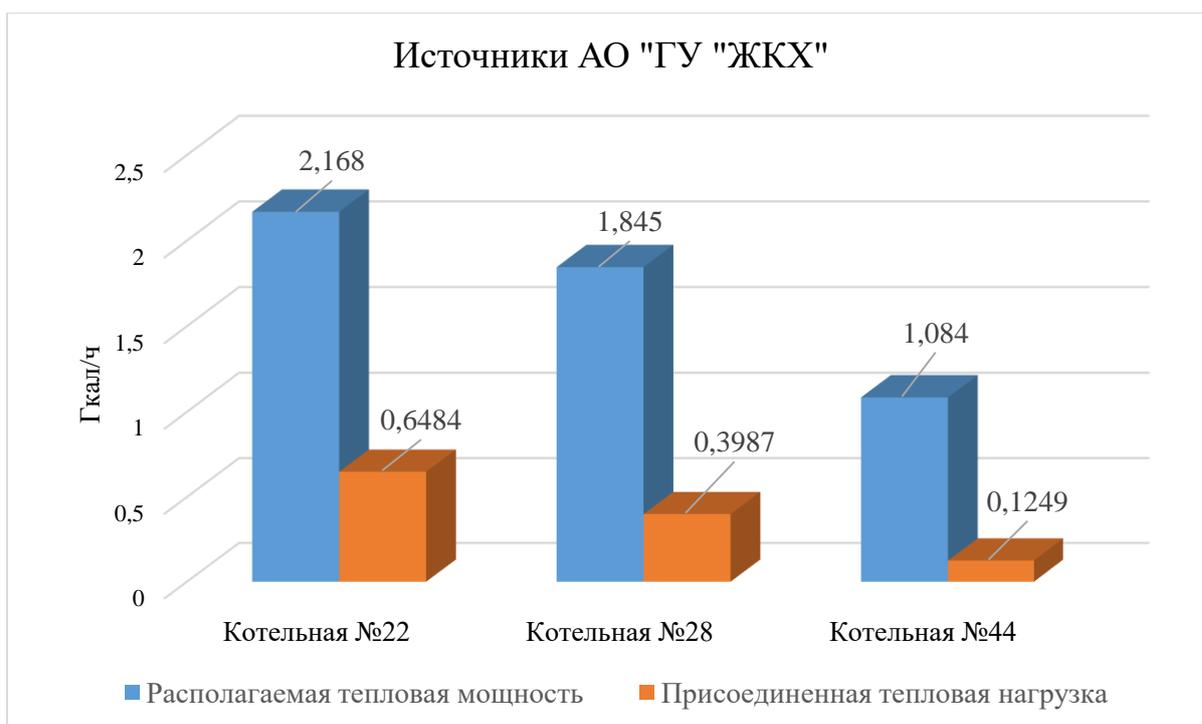


Рисунок 4 – Характеристика мощности теплоисточников ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"

1.2.4.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности источника отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности источника представлены в таблице 15 .

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" представлены в таблице 15.

Как видно из рисунка 4, все котельные ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" имеют резерв мощностей.

1.2.4.6. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования

Сведения о сроках эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" не предоставлены.

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

Отпуск тепла осуществляется с коллекторов источников ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" через магистральные тепловые сети и далее по распределительным квартальным сетям к тепловым пунктам потребителей. Информация о ЦТП, ИТП и способе регулирования отпуска тепловой энергии не предоставлена.

1.2.4.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения о среднегодовой загрузке оборудования источников ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" представлены в таблице 16.

1.2.4.9. Учет отпуска тепловой энергии

Перечень приборов коммерческого учета отпуска тепловой энергии ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" не предоставлен.

Расчеты потребителей тепловой энергии с энергоснабжающими организациями за полученное ими тепло осуществляются на основании показаний приборов учета и контроля параметров теплоносителя, установленных у потребителя и допущенных в эксплуатацию в качестве коммерческих.

Взаимные обязательства энергоснабжающей организации и потребителя по расчетам за тепловую энергию и теплоноситель, а также по соблюдению режимов отпуска и потребления тепловой энергии и теплоносителя определяются "Договором на отпуск и потребление тепловой энергии".

1.2.4.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования

Сведения об авариях и повреждениях на тепловых сетях ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" за период с 2014 по 2020 гг., повлекших отключения отопления свыше норматива или рабочей смены, не предоставлены.

1.2.4.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельных ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" г. Гатчина отсутствуют.

Таблица 16 – Нарботка основного оборудования ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"

Наименование объекта (край, область, район, деревня, улица, в/ч, дом, № котельной)	код объекта по базе "1С- бухгалтерия"	Котел							
		№	Марка	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Мощность (Гкал/час)	Фонд рабочего времени котла, часов	Объем выработки, Гкал	КПД котла, %
ЭРТ №12 "Пригородный", Котельная №22, в/г №12, Ленинградская область, Гатчина, Киевское шоссе, д. 6б	403-12-04-044	1	ДЖК-0,63	водогрейный	2006	0,542	5304	790,136	67
		2	ДЖК-0,63	водогрейный	2011	0,542	5304	790,136	67
		3	ДЖК-0,63	паровой	2011	0,542	4200	625,673	67
		4	ДЖК-0,63	паровой	2011	0,542	4200	625,673	67
ЭРТ №12 "Пригородный", Котельная №28, в/г №1, Мариенбург, п. Гатчина-1	403-12-04-040	1	ДЖК-0,63	водогрейный	2008	0,54		0,000	67
		2	НИИСТУ-5	водогрейный	1994	0,435	2980	598,521	67
		3	НИИСТУ-5	водогрейный	1994	0,435	2300	461,945	67
		4	НИИСТУ-5	водогрейный	2000	0,435	0	0,000	67
ЭРТ №12 "Пригородный", Котельная №44, в/г №2, ул. Комсомольцев- Подпольщиков, д. 1а	403-12-04-043	1	ДЖК-0,63	водогрейный	1991	0,542	3072	223,335	67
		2	ДЖК-0,63	водогрейный	1991	0,542	2208	160,522	67

1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

1.3.1. Структура тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии

Тепловые сети от котельных №№ 6,7,9,10,11, БМК (котельная №12) эксплуатируются МУП "Тепловые сети" г. Гатчина.

Часть тепловых сетей от котельной "ЭЛТЕЗА" находится в собственности ГПП СЗПК – филиала ОАО "ЭЛТЕЗА", другая часть эксплуатируется МУП "Тепловые сети" г. Гатчина, которое совершает транспортировку и передачу тепловой энергии потребителям микрорайона Химози г. Гатчина.

ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" осуществляет теплоснабжение объектов военных городков г. Гатчина на основании права безвозмездного пользования. Балансодержателем вышеуказанных объектов является ФГКУ "Северо-Западное территориальное управление имущественных отношений МО РФ".

1.3.1.1. МУП «Тепловые сети» г. Гатчина

Суммарная протяженность тепловых сетей, эксплуатируемых МУП "Тепловые сети" г. Гатчина, составляет 140,7 км в двухтрубном исчислении.

Котельная №6

Суммарная протяженность тепловых сетей МУП «Тепловые сети» г. Гатчина от котельной №6 составляет 6020,86 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 400 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети равен 119 мм.

Тепловая энергия от котельной №6 передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей от котельной №6 представлена в таблице 17 и на рисунке Рисунок 5.

17 – Структура тепловых сетей котельной №6

Внутренний диаметр, мм	Всего сетей, м	
	в двухтрубном исчислении	в однострубнои исчислении
0,021	64,0	128,0
0,027	34,0	68,0
0,033	2,8	5,6
0,040	38,0	76,0
0,050	1115,1	2230,1
0,069	527,3	1054,6
0,082	1195,9	2391,7
0,100	777,2	1554,4
0,125	607,0	1214,1
0,150	511,5	1023,0
0,207	628,0	1256,0

Внутренний диаметр, мм	Всего сетей, м	
	в двухтрубном исчислении	в однострубнои исчислении
0,259	300,0	600,0
0,414	210,0	420,0

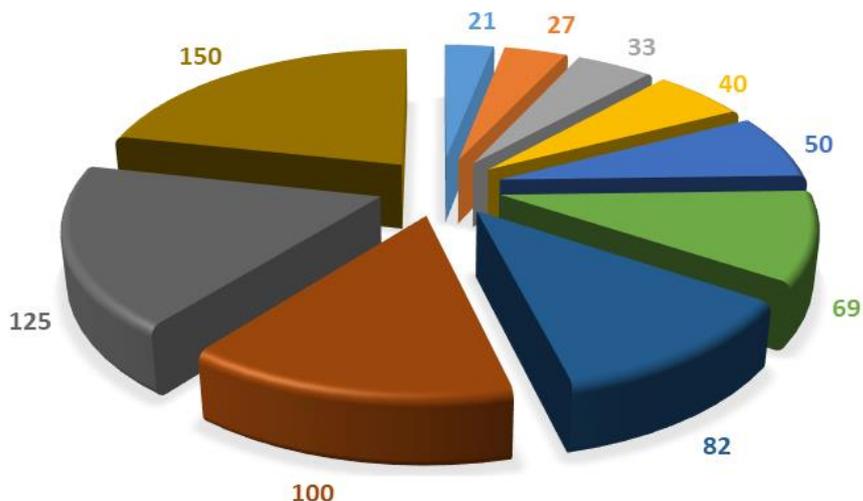


Рисунок 5 – Распределение протяженности тепловых сетей котельной №6 по внутреннему диаметру

Котельная №7

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной №7 составляет 6030,8 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 400 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети равен 135 мм. Тепловая энергия от котельной №7 передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей от котельной №7 представлена в таблице 18 и на рисунке 6.

Таблица 18 – Структура тепловых сетей котельной №7

Внутренний диаметр, мм	Всего сетей, м	
	в двухтрубном исчислении	в однострубнои исчислении
0,021	90,0	180,0
0,027	233,1	466,1
0,033	17,5	35,0
0,040	107,8	215,6
0,050	1300,5	2600,9
0,069	81,5	163,0
0,082	736,1	1472,2
0,100	537,0	1074,0
0,125	241,0	482,0
0,150	1113,5	2227,0
0,207	803,8	1607,6
0,309	451,0	902,0
0,359	285,5	571,0
0,414	32,5	65,0

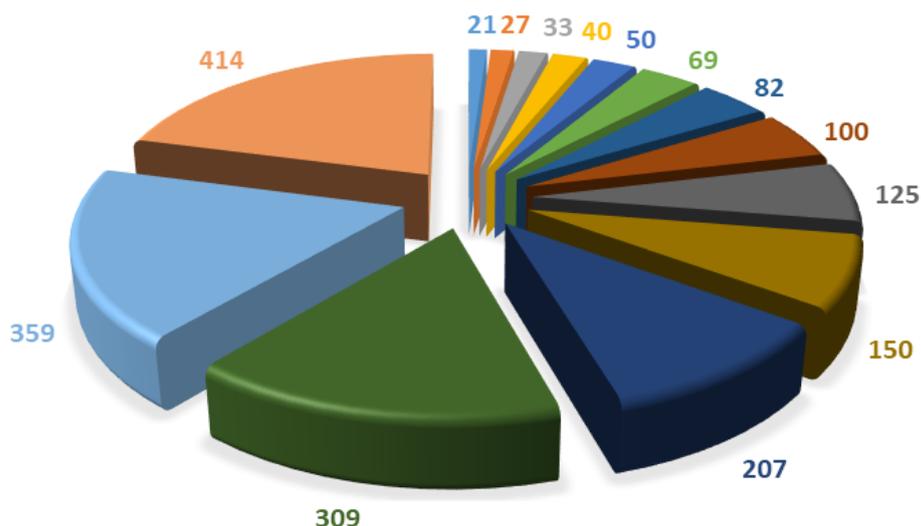


Рисунок 6 – Распределение протяженности тепловых сетей котельной №7 по внутреннему диаметру

Котельная №9

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной 9 составляет 9710,75 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 400 мм, средневзвешенный диаметр равен 104 мм. Тепловая энергия от котельной №9 передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей от котельной №9 представлена в таблице 19 и на рисунке 7.

Таблица 19 – Структура тепловых сетей котельной №9

Внутренний диаметр, мм	Всего сетей, м	
	в двухтрубном исчислении	в однострубнои исчислении
0,021	129,0	258,0
0,027	173,0	346,0
0,050	2342,7	4685,5
0,069	1056,0	2112,1
0,082	1953,8	3907,7
0,100	1606,5	3213,1
0,125	533,0	1066,0
0,150	155,0	310,0
0,207	1045,0	2090,0
0,259	649,5	1299,0
0,309	61,0	122,0
0,414	6,0	12,0

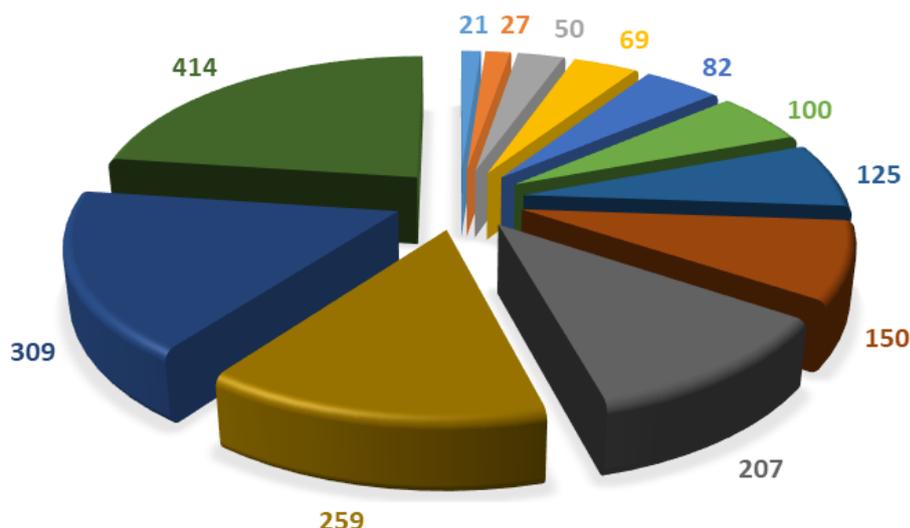


Рисунок 7 – Распределение протяженности тепловых сетей котельной №9 по внутреннему диаметру

Котельная №10

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной №10 составляет 30742 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 500 мм, средневзвешенный диаметр равен 174 мм. Тепловая энергия от котельной №10 передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей от котельной №10 представлена в таблице 20 и на рисунке 8.

Таблица 20 – Структура тепловых сетей котельной №10

Внутренний диаметр, мм	Всего сетей, м	
	в двухтрубном исчислении	в однострубнои исчислении
0,021	391,4	782,8
0,027	1072,3	2144,6
0,033	91,5	183,1
0,040	494,6	989,3
0,050	3221,9	6443,8
0,069	1250,4	2500,7
0,082	4315,7	8631,4
0,100	5098,3	10196,6
0,125	1711,7	3423,4
0,150	3628,7	7257,3
0,207	2504,6	5009,2
0,259	1144,5	2289,0
0,309	1327,2	2654,4
0,414	1170,9	2341,8
0,515	3318,2	6636,4

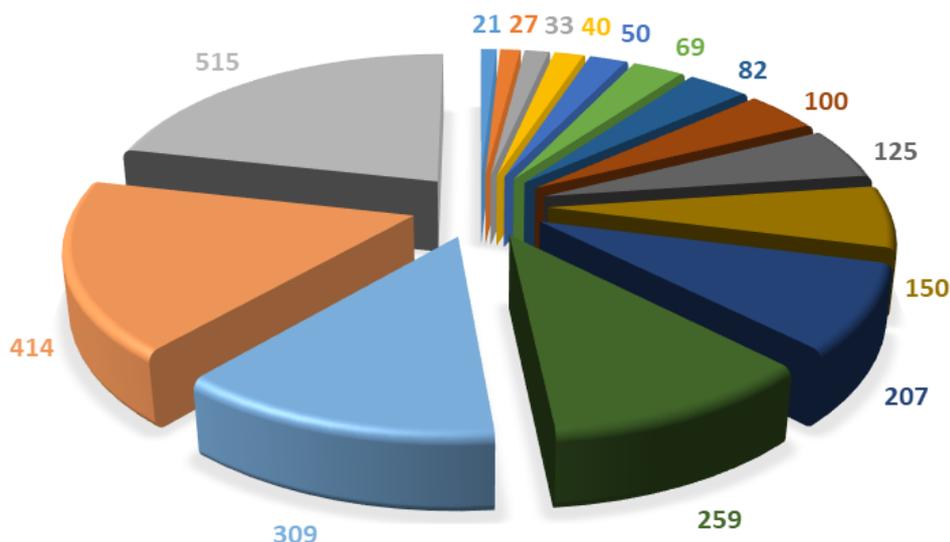


Рисунок 8 – Распределение протяженности тепловых сетей котельной №10 по внутреннему диаметру

Котельная №11

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной №11 составляет 75481 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 800 мм, средневзвешенный диаметр равен 146 мм. Тепловая энергия от котельной №11 передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей котельной №11 представлена в таблице 21 и на рисунке 9.

Таблица 21 – Структура тепловых сетей котельной №11

Внутренний диаметр, мм	Всего сетей, м	
	в двухтрубном исчислении	в однострубнои исчислении
0,014	44,8	89,7
0,021	747,1	1494,2
0,027	1366,7	2733,4
0,033	1,0	2,0
0,040	1133,1	2266,1
0,050	12854,7	25709,3
0,069	6334,8	12669,6
0,076	34,0	68,0
0,082	9501,2	19002,5
0,100	12609,4	25218,8
0,125	6633,1	13266,3
0,150	4748,3	9496,5
0,159	15,0	30,0
0,207	7436,2	14872,4
0,259	3204,7	6409,5
0,308	122,0	244,0
0,309	2330,3	4660,6
0,359	124,1	248,2
0,400	23,0	46,0
0,414	4229,1	8458,2
0,515	417,1	834,1

Внутренний диаметр, мм	Всего сетей, м	
	в двухтрубном исчислении	в однострубнои исчислении
0,616	680,5	1361,0
0,804	891,1	1782,2

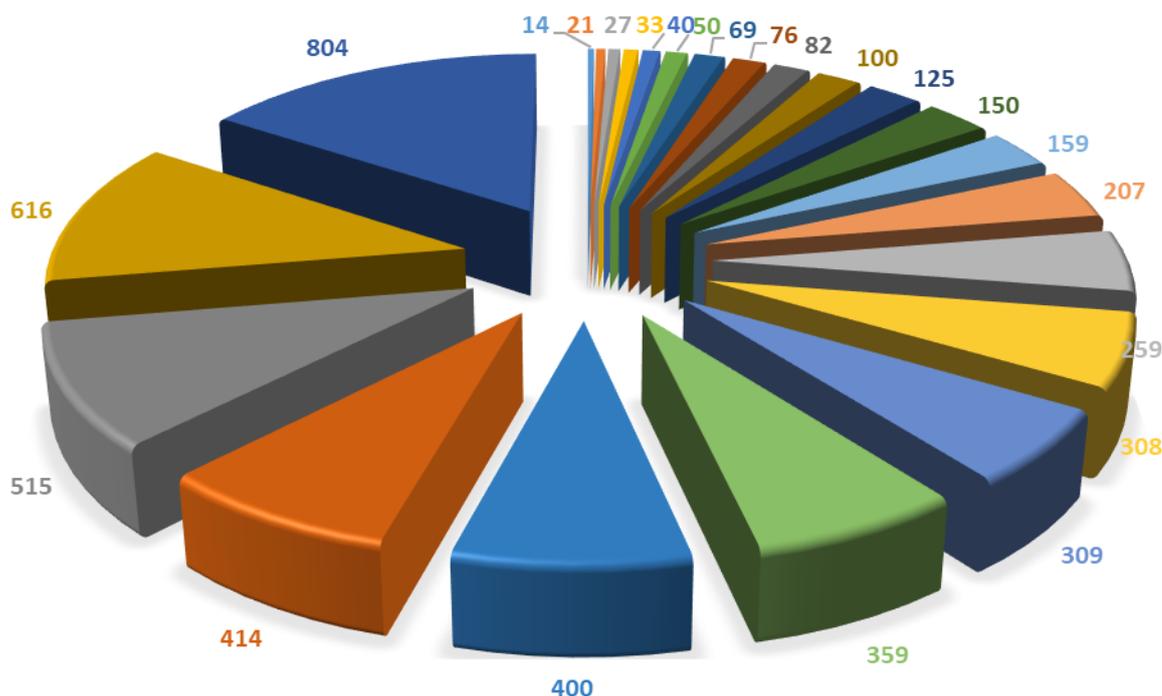


Рисунок 9 – Распределение протяженности тепловых сетей котельной №11 по внутреннему диаметру

БМК (котельная №12)

Суммарная протяженность тепловых сетей от БМК составляет 12680,2 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 500 мм, средневзвешенный диаметр равен 156 мм.

Структура тепловых сетей БМК представлена в таблице 22 и на рисунке 10.

Таблица 22 – Структура тепловых сетей БМК (котельная №12)

Внутренний диаметр, мм	Всего сетей, м	
	в двухтрубном исчислении	в однострубнои исчислении
0,021	44,0	88,0
0,040	16,5	33,0
0,050	1310,0	2620,1
0,069	739,1	1478,2
0,082	1845,5	3691,0
0,100	2366,5	4733,1
0,125	2019,6	4039,2
0,150	972,4	1944,8
0,207	746,5	1493,0
0,309	1559,0	3118,0
0,414	1046,0	2092,0
0,500	15,0	30,0

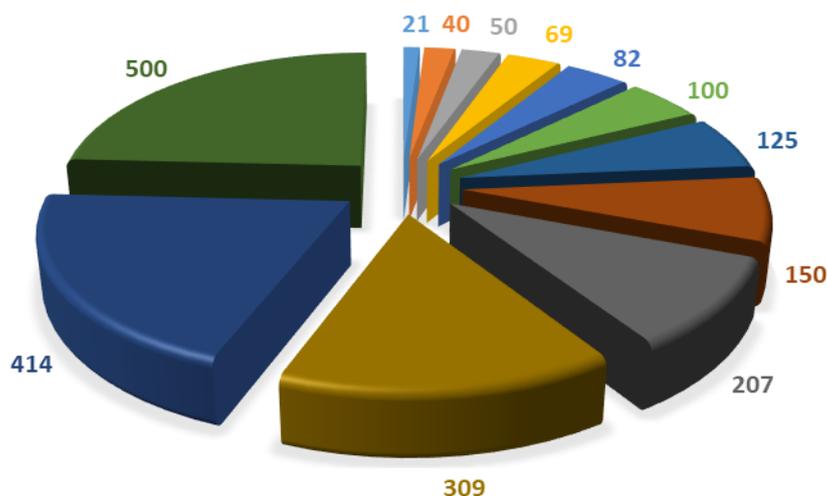


Рисунок 10 – Распределение протяженности тепловых сетей котельной №12 по внутреннему диаметру

1.3.1.2. ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА"

Система теплоснабжения от котельной "ЭЛТЕЗА" двухтрубная, общей протяженностью 2 756 м в двухтрубном исчислении, в том числе тепловые сети, находящиеся в собственности МУП «Тепловые сети» г. Гатчина – 531,5 м. Максимальный условный диаметр составляет 400 мм, средневзвешенный диаметр равен 50 мм.

Структура тепловых сетей котельной "ЭЛТЕЗА" представлена в таблице 23 и на рисунке 18.

Таблица 23 – Структура тепловых сетей котельной "ЭЛТЕЗА"

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 40	60,56
Ду 50	3535,86
Ду 70	1388,5
Ду 80	1990,15
Ду 100	3451,14
Ду 125	1634,5
Ду 150	1309
Ду 200	2089,65
Ду 250	201
Ду 300	785
Ду 400	1978

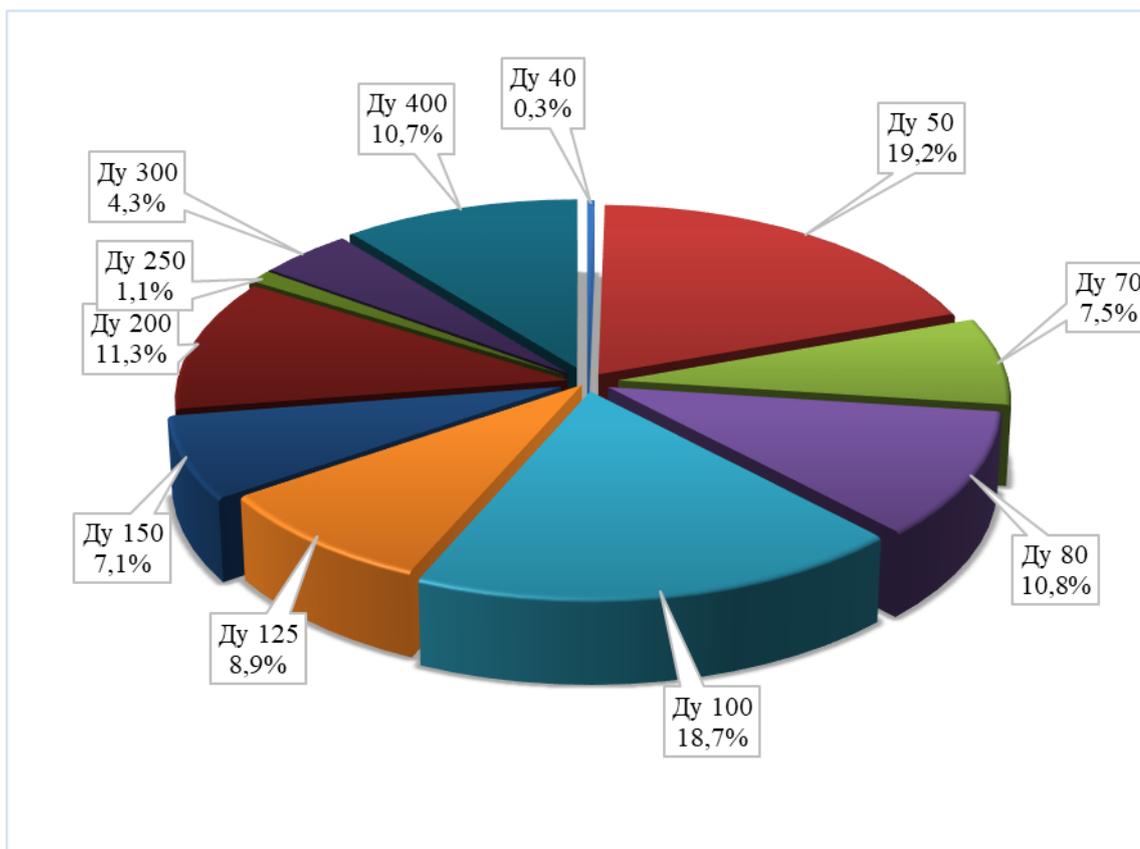


Рисунок 11 – Структура тепловых сетей котельной "ЭЛТЕЗА"

1.3.1.3. ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"

Котельная №22

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной 22 составляет 2032 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 100 мм, средневзвешенный диаметр равен 70 мм. Тепловая энергия от котельной №22 передается на отопление и ГВС.

Структура тепловых сетей котельной №22 представлена в таблице 24 и на рисунке 12.

Таблица 24 – Структура тепловых сетей котельной №22

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 32	30
Ду 50	1150
Ду 100	852

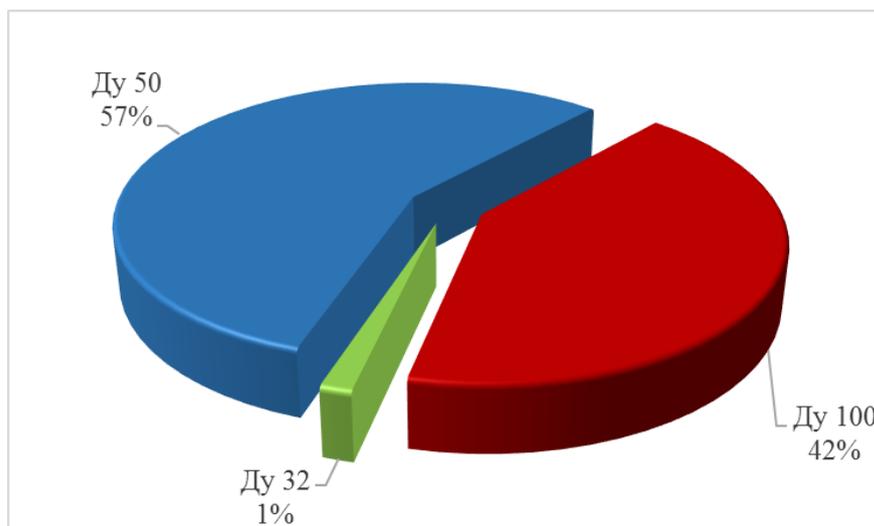


Рисунок 12 – Структура тепловых сетей котельной №22

Котельная №28

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной 28 составляет 317 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 70 мм, средневзвешенный диаметр равен 80 мм. Тепловая энергия от котельной №28 передается на отопление.

Структура тепловых сетей котельной №22 представлена в таблице 25 и на рисунке 13.

Таблица 25 – Структура тепловых сетей котельной №28

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 50	105,5
Ду 100	161,5

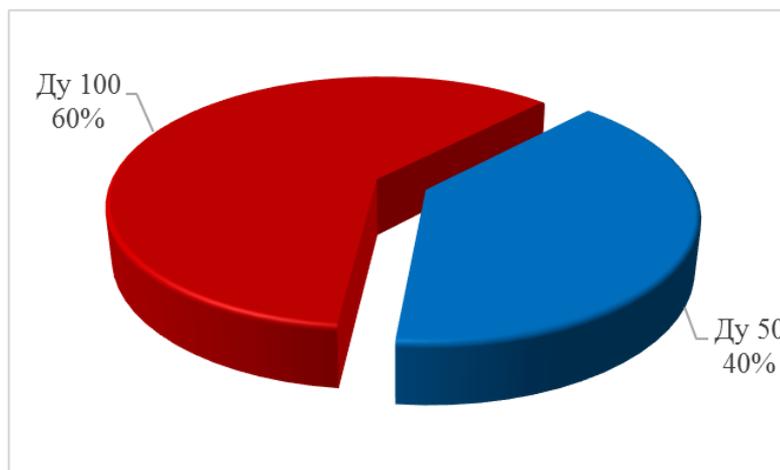


Рисунок 13 – Структура тепловых сетей котельной №28

Котельная №44

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной 44 составляет 350 м в

двухтрубном исчислении. Тепловой сеть представлена в трубах одного диаметра – 80 мм. Тепловая энергия от котельной №44 передается на отопление.

1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии

Существующие схемы тепловых сетей г. Гатчина представлены на рисунке 14.

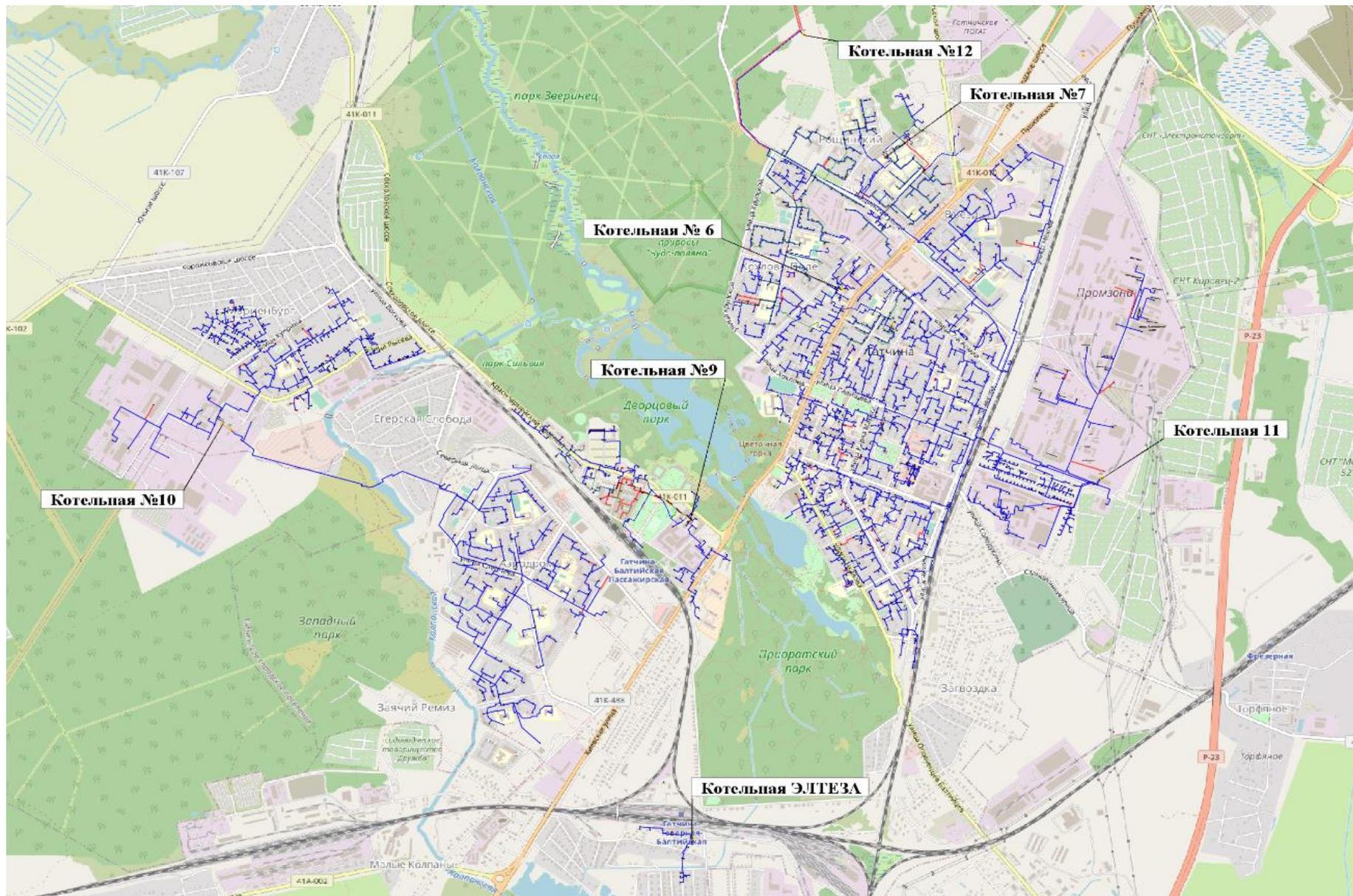


Рисунок 14. Схемы тепловых сетей г. Гатчина

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 надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки

Город Гатчина находится на северо-западе европейской части России, в зоне южной тайги. Город расположен на Лужско-Оредежской возвышенности, к востоку от Ижорской возвышенности. Высоты над уровнем моря составляет около 100 м. Рельеф полого-равнинный с отдельными невысокими холмами.

Тепловые сети г. Гатчина начали прокладывать с 1950 года, большая часть участков теплотрасс введена в эксплуатацию с 60-х по 2000-е годы. Тепловые сети во всех районах города имеют следующие виды прокладки: надземную, подземную канальную и бесканальную прокладку. В местах ответвлений трубопроводов установлена запорная арматура. Для обеспечения возможности оперативного переключения на сетях предусмотрена установка секционирующих отключающих устройств.

Изоляция тепловых сетей выполнена из минеральной ваты и стекловолокна. Участки тепловых сетей, введенные в эксплуатацию после 2008 года, имеют изоляционный слой из пенополиуретана.

Характеристика тепловых сетей представлена в электронной модели, разработанной в рамках данной работы и является неотъемлемой частью проекта.

1.3.3.1. МУП "Тепловые сети" г. Гатчина

Система теплоснабжения МУП "Тепловые сети" г. Гатчина в г. Гатчина включает в себя 6 источников с магистральными тепловыми сетями. Источники в основном обособлены друг от друга, кроме котельной №7 и котельной №11, которые связаны между собой перемычкой в ТК-309 на тепловых сетях.

В качестве изоляционного материала тепловых сетей МУП "Тепловые сети" г. Гатчина в основном используется минеральная вата и ППУ. При ремонте и реконструкции тепловых сетей в последние годы использовалась изоляция из ППУ, что позволило привести уровень фактических потерь в тепловых сетях близкий к нормативным.

В рамках данной работы были проведены измерения температуры теплоносителя на участке тепловой сети по ул. Чехова около НС №1. Тепловизионная

съемка подающего и обратного трубопровода с изоляцией приведена на рисунке 15. Как видно из рисунка 15, состояние изоляционного покрытия трубопровода является неудовлетворительным, отчетливо видны зоны с высокими температурами поверхности трубопровода, что свидетельствует о наличии сверхнормативных тепловых потерь. На рисунке ниже максимальное значение температуры на поверхности изолированного трубопровода достигает 61,9 °С, что говорит о нарушениях целостности изоляции, помимо этого зафиксированы значения температуры 51,5 °С, 42,4 °С, 52,3 °С, 56,2 °С, 37,3 °С, которые позволяют сделать вывод об утонении изоляции.

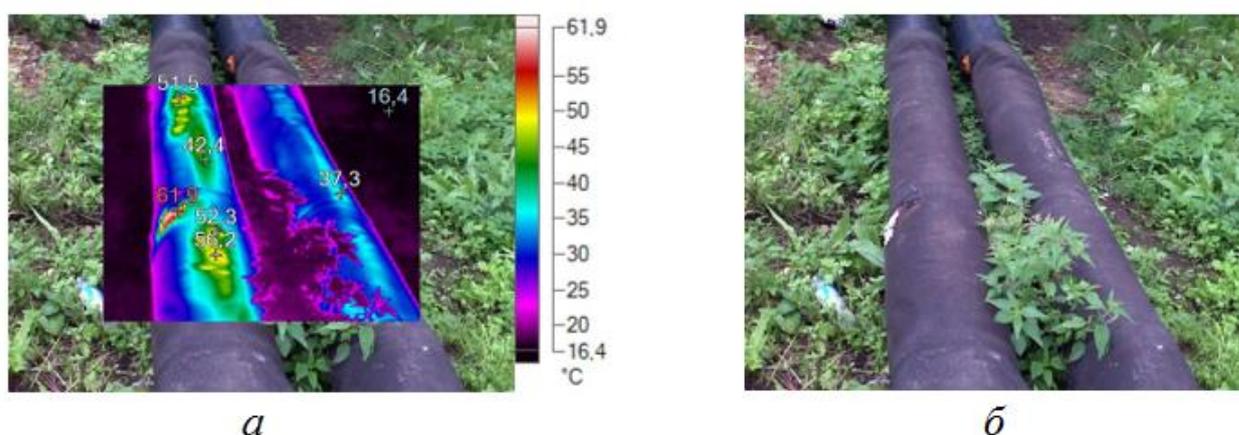


Рисунок 15 – Теплосъемка участка сети (а) и изображение в видимом свете (б)

Котельная №6

Перечень с разделением тепловых сетей от котельной №6 по сроку службы и условным диаметрам представлен в таблице 26 и на рисунке 16. Тепловые сети имеют 55% участков, выработавших нормативный срок (эксплуатируются более 25 лет).

Таблица 26 – Протяженность тепловых сетей котельной №6 по сроку службы

Внутренний диаметр, мм	свыше 29 лет	21-29 лет	16-20 лет	До 15 лет
0,021	64,0	0,0	0,0	0,0
0,027	34,0	0,0	0,0	0,0
0,033	0,0	2,5	0,0	0,3
0,04	28,0	0,0	0,0	10,0
0,05	395,0	11,0	343,0	366,0
0,069	147,0	61,5	264,8	54,0
0,082	785,0	117,5	164,0	129,3
0,1	626,0	0,0	103,0	48,2
0,125	413,0	0,5	162,5	31,0
0,15	358,0	100,0	22,0	31,5
0,207	36,0	1,0	241,5	349,5
0,259	300,0	0,0	0,0	0,0
0,414	0,0	87,5	0,0	122,5

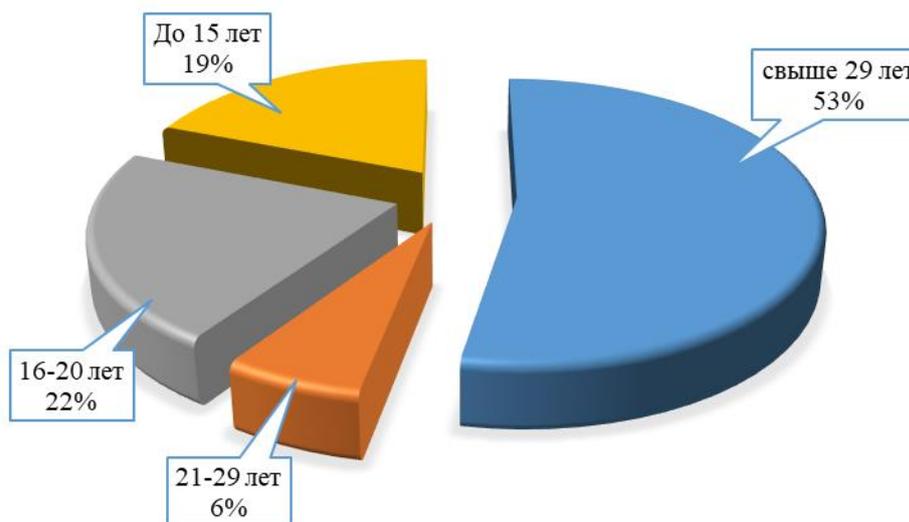


Рисунок 16 – Протяженность тепловых сетей котельной №6 по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от котельной №6 представлена в таблице 27.

Таблица 27 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной №6

Внутренний диаметр, мм	Материальная характеристика сети, м ²
0,021	2,7
0,027	1,8
0,033	0,2
0,04	3,0
0,05	111,5
0,069	72,8
0,082	196,1
0,1	155,4
0,125	151,8
0,15	153,5
0,207	260,0
0,259	155,4
0,414	173,9

Котельная №7

Перечень с разделением тепловых сетей от котельной №7 по сроку службы и условным диаметрам представлен в таблице 28 и на рисунке 17. Тепловые сети имеют 25% участков, выработавших нормативный срок (эксплуатируются более 25 лет).

Таблица 28 – Протяженность тепловых сетей котельной №7 по сроку службы

Внутренний диаметр, мм	свыше 29 лет	21-29 лет	16-20 лет	До 15 лет
0,021	10,0	0,0	0,0	80,0
0,027	113,1	0,0	0,0	120,0
0,033	0,0	0,0	17,0	0,5
0,04	42,0	0,0	0,0	65,8
0,05	301,5	586,0	53,5	359,4
0,069	0,0	0,0	69,5	12,0

Внутренний диаметр, мм	свыше 29 лет	21-29 лет	16-20 лет	До 15 лет
0,082	82,5	100,0	253,2	300,4
0,1	225,0	0,0	170,0	142,0
0,125	15,0	42,0	167,0	17,0
0,15	586,5	115,5	92,0	319,5
0,207	7,0	54,0	448,8	294,0
0,309	0,0	70,0	234,0	147,0
0,359	0,0	45,5	240,0	0,0
0,414	0,0	0,0	32,5	0,0

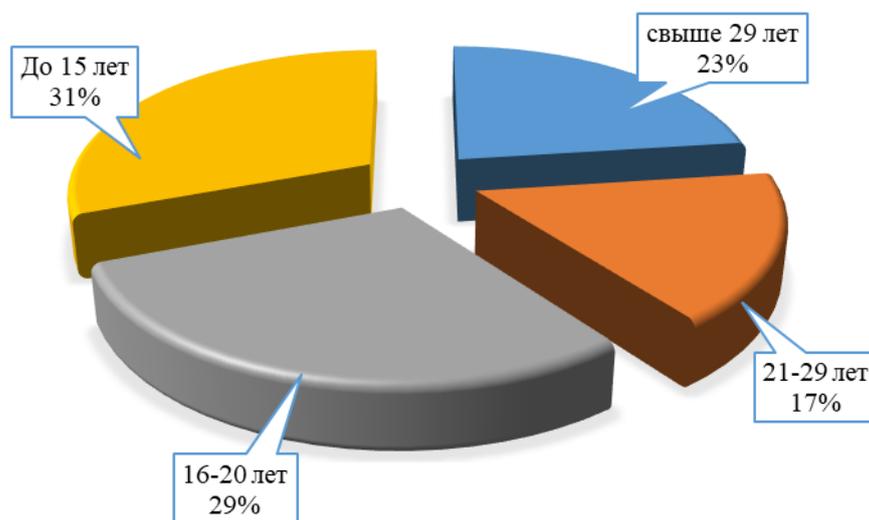


Рисунок 17 – Протяженность тепловых сетей котельной №7 по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от котельной №7 представлена в таблице 29.

Таблица 29 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной №7

Внутренний диаметр, мм	Материальная характеристика сети, м ²
0,021	3,8
0,027	12,6
0,033	1,2
0,04	8,6
0,05	130,0
0,069	11,2
0,082	120,7
0,1	107,4
0,125	60,3
0,15	334,1
0,207	332,8
0,309	278,7
0,359	205,0
0,414	26,9

Котельная №9

Перечень с разделением тепловых сетей от котельной №9 по сроку службы и условным диаметрам представлен в таблице 30 и на рисунке 18. Тепловые сети имеют 51% участков, выработавших нормативный срок (эксплуатируются более 25 лет).

Таблица 30 – Протяженность тепловых сетей котельной №9 по сроку службы

Внутренний диаметр, мм	свыше 29 лет	21-29 лет	16-20 лет	До 15 лет
0,021	104,0	0,0	0,0	25,0
0,027	125,5	0,0	47,5	0,0
0,05	1318,6	145,1	222,5	656,5
0,069	566,5	303,5	156,0	30,0
0,082	588,3	222,5	780,0	363,0
0,1	1056,5	56,0	302,0	192,0
0,125	187,0	128,0	162,0	56,0
0,15	11,0	61,0	22,0	61,0
0,207	418,0	211,0	316,5	99,5
0,259	73,0	32,5	70,0	474,0
0,309	30,0	0,0	0,0	31,0
0,414	0,0	6,0	0,0	0,0

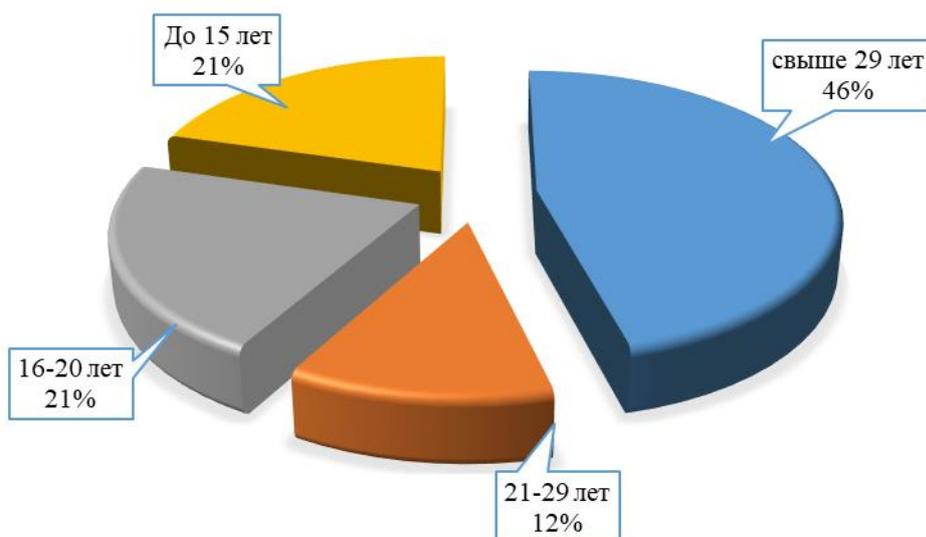


Рисунок 18 – Протяженность тепловых сетей котельной №9 по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от котельной №9 представлена в таблице 31.

Таблица 31 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной №9

Внутренний диаметр, мм	Материальная характеристика сети, м ²
0,021	5,4
0,027	9,3
0,05	234,3
0,069	145,7
0,082	320,4
0,1	321,3
0,125	133,3
0,15	46,5
0,207	432,6
0,259	336,5
0,309	37,7
0,414	5,0

Котельная №10

Перечень с разделением тепловых сетей от котельной №10 по сроку службы и

условным диаметрам представлен в таблице 32 и на рисунке 19. Тепловые сети имеют 43% участков, выработавших нормативный срок (эксплуатируются более 25 лет).

Таблица 32 – Протяженность тепловых сетей котельной №10 по сроку службы

Внутренний диаметр, мм	свыше 29 лет	21-29 лет	16-20 лет	До 15 лет
0,021	251,3	6,5	108,6	25,0
0,027	651,3	20,5	153,1	247,4
0,033	11,0	0,0	18,5	62,0
0,04	362,1	0,0	66,0	66,5
0,05	1743,8	195,5	644,6	638,0
0,069	550,5	187,5	125,4	386,9
0,082	2404,7	667,0	644,0	600,0
0,1	1618,6	124,0	1232,1	2123,6
0,125	363,0	351,5	216,0	781,2
0,15	981,0	313,5	721,1	1613,1
0,207	1145,5	638,5	383,0	337,6
0,259	393,0	77,0	119,0	555,5
0,309	345,3	51,0	0,0	930,9
0,414	853,0	38,0	0,0	279,9
0,5	1,3	0,0	0,0	0,0
0,515	483,5	1795,0	375,0	663,4

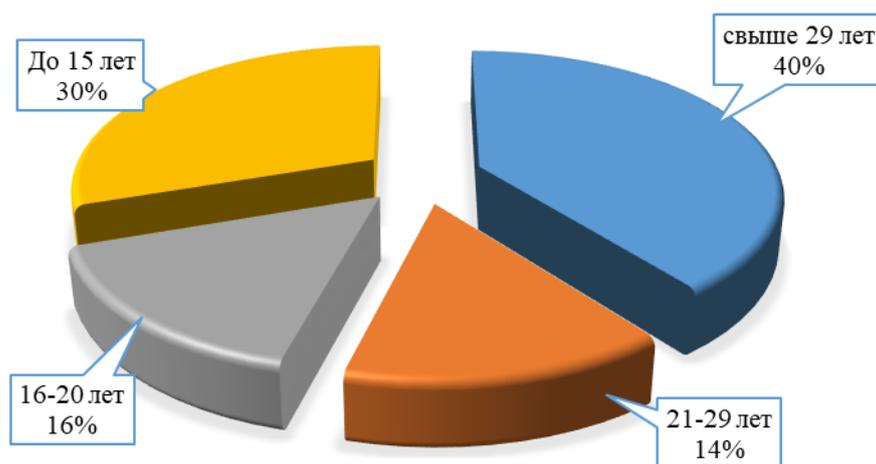


Рисунок 19 – Протяженность тепловых сетей котельной №10 по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от котельной №10 представлена в таблице 33.

Таблица 33 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной №10

Внутренний диаметр, мм	Материальная характеристика сети, м ²
0,021	16,4
0,027	57,9
0,033	6,0
0,04	39,6
0,05	322,2
0,069	172,5
0,082	707,8
0,1	1019,7
0,125	427,9
0,15	1088,6

Внутренний диаметр, мм	Материальная характеристика сети, м ²
0,207	1036,9
0,259	592,9
0,309	820,2
0,414	969,5
0,5	1,3
0,515	3417,8

Котельная №11

Перечень с разделением тепловых сетей от котельной №11 по сроку службы и условным диаметрам представлен в таблице 34 и на рисунке 20. Тепловые сети имеют 50% участков, выработавших нормативный срок (эксплуатируются более 25 лет).

Таблица 34 – Протяженность тепловых сетей котельной №11 по сроку службы

Внутренний диаметр, мм	свыше 29 лет	21-29 лет	16-20 лет	До 15 лет
0,014	37,0	1,5	0,0	6,3
0,021	499,9	87,6	29,0	130,6
0,027	970,4	99,0	51,5	245,8
0,033	0,5	0,5	0,0	0,0
0,040	697,8	143,5	26,0	265,8
0,050	5452,2	1742,8	1376,1	4283,6
0,069	2237,2	774,5	825,6	2497,5
0,076	12,0	0,0	34,0	0,0
0,082	4412,9	1489,5	1409,2	2177,6
0,100	7404,0	1212,5	1317,1	2675,8
0,125	2687,5	1383,5	787,0	1775,1
0,150	1597,5	1224,0	631,3	1295,4
0,159	0,0	0,0	0,0	15,0
0,207	3116,0	1674,5	813,5	1832,2
0,259	1903,0	146,0	79,0	1076,7
0,308	122,0	0,0	0,0	0,0
0,309	634,0	305,5	271,0	1119,8
0,359	103,0	0,0	0,0	21,1
0,400	23,0	0,0	0,0	0,0
0,414	1590,5	0,0	219,5	2419,1
0,515	44,0	0,0	158,0	215,0
0,616	191,5	0,0	12,0	477,0
0,804	4,0	0,0	18,0	869,1

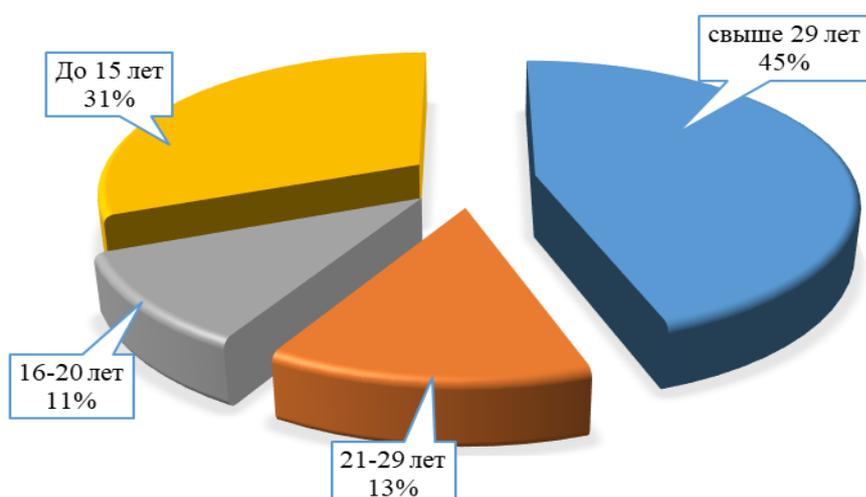


Рисунок 20 – Протяженность тепловых сетей котельной №11 по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от котельной №11 представлена в таблице 35.

Таблица 35 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной №11

Внутренний диаметр, мм	Материальная характеристика сети, м ²
0,014	1,3
0,021	31,4
0,027	73,8
0,033	0,1
0,040	90,6
0,050	1285,5
0,069	874,2
0,076	5,2
0,082	1558,2
0,100	2521,9
0,125	1658,3
0,150	1424,5
0,159	4,8
0,207	3078,6
0,259	1660,1
0,308	75,2
0,309	1440,1
0,359	89,1
0,400	18,4
0,414	3501,7
0,515	525,1
0,616	838,4
0,804	1439,4

БМК (Котельная №12)

Перечень с разделением тепловых сетей от котельной №12 по сроку службы и условным диаметрам представлен в таблице 34 и на рисунке 20. Тепловые сети имеют 72% участков, выработавших нормативный срок (эксплуатируются более 25 лет).

Таблица 36 – Протяженность тепловых сетей котельной №12 по сроку службы

Внутренний диаметр, мм	свыше 29 лет	21-29 лет	16-20 лет	До 15 лет
0,02	44,0	0,0	0,0	0,0
0,04	4,0	0,0	0,0	12,5
0,05	905,0	136,0	0,0	269,0
0,07	431,0	0,0	0,0	308,1
0,08	1334,5	93,5	133,0	284,5
0,10	2029,5	109,0	176,0	52,0
0,13	1111,5	199,0	203,0	506,1
0,15	330,5	19,0	49,0	573,9
0,21	211,0	0,0	0,0	535,5
0,31	1432,0	0,0	0,0	127,0
0,41	1020,0	0,0	0,0	26,0
0,50	0,0	0,0	0,0	15,0

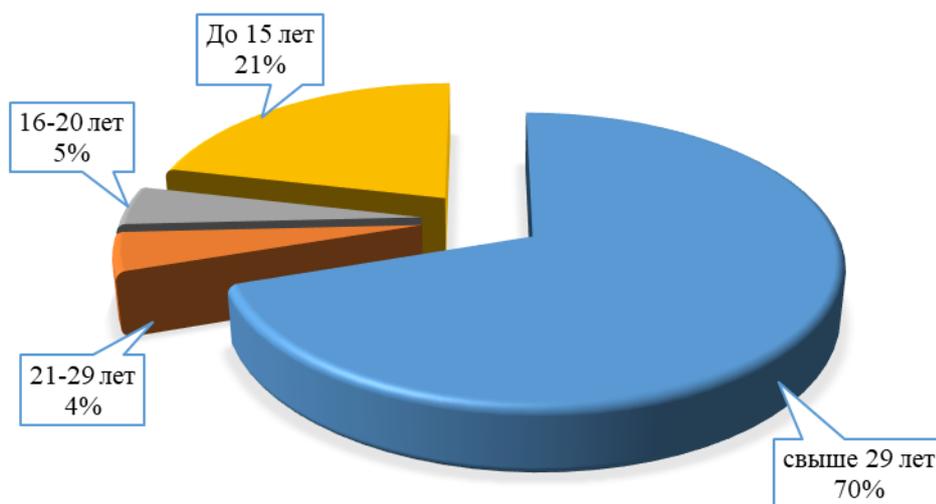


Рисунок 21 – Протяженность тепловых сетей котельной №12 по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от котельной №12 представлена в таблице 35.

Таблица 37 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной №12

Внутренний диаметр, мм	Материальная характеристика сети, м ²
0,02	1,8
0,04	1,3
0,05	131,0
0,07	102,0
0,08	302,7
0,10	473,3
0,13	504,9
0,15	291,7
0,21	309,1
0,31	963,5
0,41	866,1
0,50	15,0

1.3.3.2. ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА"

Перечень с разделением тепловых сетей от котельной "ЭЛТЕЗА" по сроку службы и условным диаметрам представлен в таблице 38 и на рисунке 22. Тепловые сети имеют 1 664 м (60,4%) участков, выработавших нормативный срок (эксплуатируются более 25 лет).

Таблица 38 – Протяженность тепловых сетей котельной "ЭЛТЕЗА" по сроку службы

Ду, мм	Протяженность по каналу по сроку службы, м, (двухтрубном)							Итого двухтрубном, м
	до 5 лет	6 - 10 лет	11 - 15 лет	16 - 20 лет	21 - 25 лет	26 - 30 лет	св. 30 лет	
Ду 20	0	0	0	0	0	30	0	30
Ду 25	0	0	0	0	0	60	0	60
Ду 40	0	0	0	0	0	136	0	136

Ду, мм	Протяженность по каналу по сроку службы, м, (двухтрубном)							Итого двухтрубном, м
	до 5 лет	6 - 10 лет	11 - 15 лет	16 - 20 лет	21 - 25 лет	26 - 30 лет	св. 30 лет	
Ду 50	0	6	0	0	0	118	0	124
Ду 70	0	0	0	1086	0	1266,01	0	2352,01
Ду 80	0	0	0	0	0	14,51	0	14,51
Ду 100	0	0	0	0	0	35,51	0	35,51
Ду 150	0	0	0	0	0	4	0	4
Итого	0	6	0	1086	0	1664,03	0	2756,03

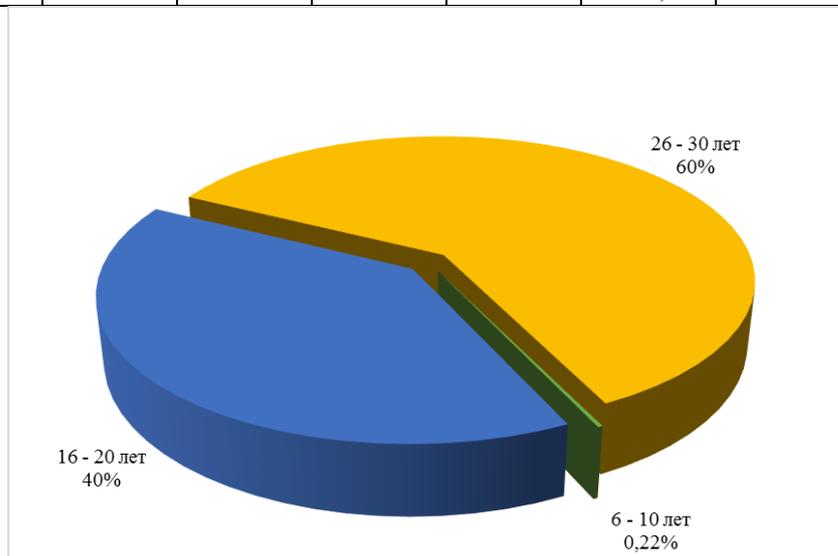


Рисунок 22 – Протяженность тепловых сетей котельной "ЭЛТЕЗА" по сроку эксплуатации

Материальная характеристика тепловых сетей от котельной "ЭЛТЕЗА" с делением по типу прокладки представлена в таблице 39.

Таблица 39 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной "ЭЛТЕЗА"

Ду, мм	Протяженность, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м ²
	из них		Итого	
	подземная	воздушная		
Ду 20	30	0	30	9
Ду 25	0	60	60	12
Ду 40	66	70	136	22,304
Ду 50	10	114	124	17,112
Ду 70	2297,01	55	2352,01	235,201
Ду 80	14,51	0	14,51	1,1608
Ду 100	35,51	0	35,51	1,91754
Ду 150	4	0	4	0,168

1.3.3.3. ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"

Информация о теплоизоляции и годах ввода в эксплуатацию тепловых сетей ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" не предоставлена.

Большая часть трубопроводов тепловых сетей от котельных №№22,28,44

проложена подземным способом, помимо этого 290 м трубопровода от котельной №44 проложено надземным способом.

Материальная характеристика тепловых сетей ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" с делением по типу прокладки представлена в таблице 40.

Таблица 40 – Материальная характеристика тепловых сетей ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"

№ котельной	Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Котельная №22	32	30	0	30	2,28
	50	1150	0	1150	131,1
	100	852	0	852	184,032
	Итого	2032	0	2032	
Котельная №28	50	105,5	0	105,5	12,027
	100	161,5	0	161,5	34,884
	Итого	267	0	267	
Котельная №44	80	350	0	350	62,3
	Итого	350	0	350	

1.3.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Запорная и регулирующая арматура тепловых сетей располагается:

- на выходе из источников тепловой энергии;
- на трубопроводах водяных тепловых сетей (секционирующие задвижки);
- в узлах на трубопроводах ответвлений;
- в индивидуальных тепловых пунктах непосредственно у потребителей.

В тепловых сетях МУП "Тепловые сети" г. Гатчина используются следующие виды арматуры:

1. запорная (затворы, задвижки (с ручным или механическим приводом), спускники, воздушники) – для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью;

2. регулирующая – для регулирования параметров рабочей среды посредством изменения расхода;

3. отключающая (отсечная) – для защиты оборудования и трубопроводов от аварийного изменения параметров;

4. предохранительная – для автоматической защиты оборудования и трубопроводов от недопустимого превышения давления посредством сброса его

избытка.

Для защиты тепловых сетей от превышения давления на выходных коллекторах источников установлены предохранительно-сбросные клапаны. Для обеспечения возможности оперативного переключения на сетях предусмотрена установка секционирующих отключающих устройств. Такие устройства установлены на магистралях. Количество секционирующих устройств для линейных частей магистрали определены требованиями СНиП.

Расстояние между соседними секционирующими задвижками определяет время опорожнения и заполнения участка, следовательно, влияет на время ремонта и восстановления участка тепловой сети. При возникновении аварии или инцидента величина отключенной тепловой нагрузки также зависит от количества и места установки секционирующих задвижек.

Для регулирования в отопительный период границу раздела зон теплоснабжения между котельной №7 и котельной №11 по разным магистралям используется запорная арматура в тепловой камере ТК-309.

1.3.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном из сборных железобетонных конструкций, оборудованных приемками, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного приемка. В перекрытии оборудовано два или четыре люка.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-90 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

При надземной прокладке трубопроводов тепловых сетей для обслуживания арматуры предусмотрены стационарные площадки с ограждениями и лестницами.

1.3.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Температурные графики источников тепловой энергии г. Гатчина приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Температурные графики источников тепловой энергии г. Гатчина

Теплоснабжающая организация	Номер котельной	Температурный график
МУП "Тепловые сети" г. Гатчина	Котельная №6	110/70
	Котельная №7	110/70
	Котельная №9	95/70
	Котельная №10	110/70
	Котельная №11	115/70
	Котельная №12	110/70
ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА"	Котельная "ЭЛТЕЗА"	95/70
ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"	Котельная №22	нет данных
	Котельная №28	нет данных
	Котельная №44	нет данных

1.3.6.1. МУП "Тепловые сети" г. Гатчина

Тепловая энергия от источников МУП "Тепловые сети" г. Гатчина отпускается к потребителям по температурным графикам, приведенным в таблице на рисунке 23. Большинство потребителей подключено по открытой схеме горячего водоснабжения. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельных является качественным.

Утверждаю:
 Главный инженер
 МУП "Тепловые сети" г. Гатчина

 Свягина М.Н.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК

работы котельных МУП "Тепловые сети" г. Гатчина на отопительный период 2022-2023 гг.

Темпе-ра наружн. воздуха	МУП "Тепловые сети" г. Гатчина					
	Котельная №11	Котельная №10	Котельная №9	Котельная №8	Котельная №6, №7, №12	Температура обратной воды 70 °С
	Темп-ра прямой воды 115 °С	Темп-ра прямой воды 110 °С	Темп-ра прямой воды 95 °С	Темп-ра прямой воды 95 °С	Темп-ра прямой воды 110 °С	
10	70	70	37	63	40	33
9	70	70	39	63	43	34
8	70	70	41	63	45	35
7	70	70	43	63	47	36
6	70	70	45	63	49	38
5	70	70	47	63	51	39
4	70	70	48	63	54	40
3	70	70	50	63	56	42
2	70	70	52	63	58	43
1	70	70	54	63	60	44
0	70	70	55	63	62	45
-1	70	70	57	63	64	46
-2	70	71	59	63	66	47
-3	70	73	60	63	68	48
-4	71	74	62	63	70	49
-5	73	76	64	64	72	50
-6	76	78	65	65	74	51
-7	78	80	67	67	76	52
-8	79	83	69	69	78	53
-9	80	84	70	70	79	54
-10	83	85	72	72	81	55
-11	85	88	73	73	83	56
-12	88	90	75	75	85	57
-13	91	92	76	76	87	58
-14	92	94	78	78	89	59
-15	94	96	80	80	91	60
-16	96	98	81	81	93	61
-17	99	100	83	83	95	62
-18	101	102	85	85	97	62
-19	103	104	86	86	99	64
-20	105	106	88	88	101	65
-21	106	108	89	89	103	66
-22	108	110	90	90	105	67
-23	110	110	92	92	106	68
-24	113	110	93	93	108	69
-25	115	110	95	95	110	70

Примечание: Котельные №6, №7, №12 работают в режиме 110 / 70 °С
 Котельные №8, №9 работают в режиме 95 / 70 °С
 Котельная № 10 работает в режиме 110 / 70 °С
 Котельная № 11 работает в режиме 115 / 70 °С

Зам. начальника ПТО:  Рензяев Ю.А.

Рисунок 23 – Температурный график работы котельных МУП «Тепловые сети» г. Гатчина

Температурные графики котельных №№10,11 имеют нижнюю срезку для соблюдения требований п. 2.4. СанПиН 2.1.4.2496-09 "Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения", в соответствии с которыми значение температуры в водоразборных устройствах у потребителей должна быть не ниже 60 °С и не выше 75 °С. По этой причине, МУП "Тепловые сети" г. Гатчина вынуждены поддерживать в подающем трубопроводе температуру теплоносителя в интервале от 60 до 75 °С. Температурный график котельной №10 имеет верхнюю срезку. Котельная №6 не имеет потребителей ГВС, поэтому ее температурный график без срезки. Котельные №7 и 9 имеют четырехтрубную сеть, ГВС подается по отдельным трубопроводам.

Тепловая энергия от котельной №12 отпускается к потребителям по температурному графику 110/70°С.

Ранее было проведено сравнение фактических значений температур в подающем и обратном трубопроводе, зафиксированных в период с 11.01.16 по 26.01.16 по рабочим дням, с расчетными значениями. Результаты приведены на рисунках 24–28.

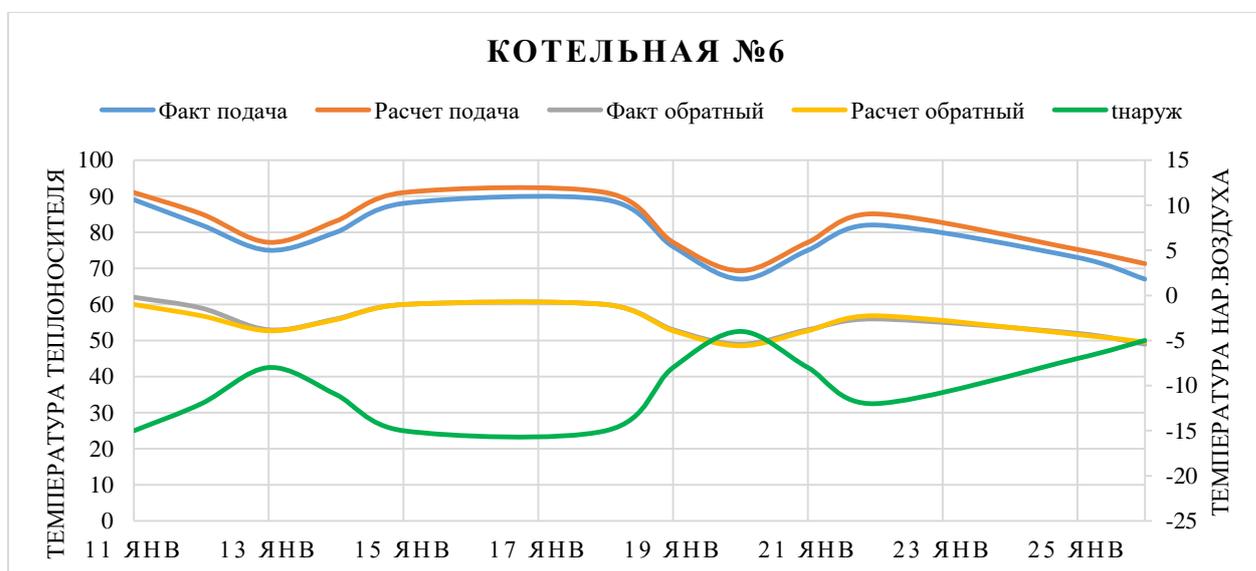


Рисунок 24 – Фактические и расчетные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах котельной №6

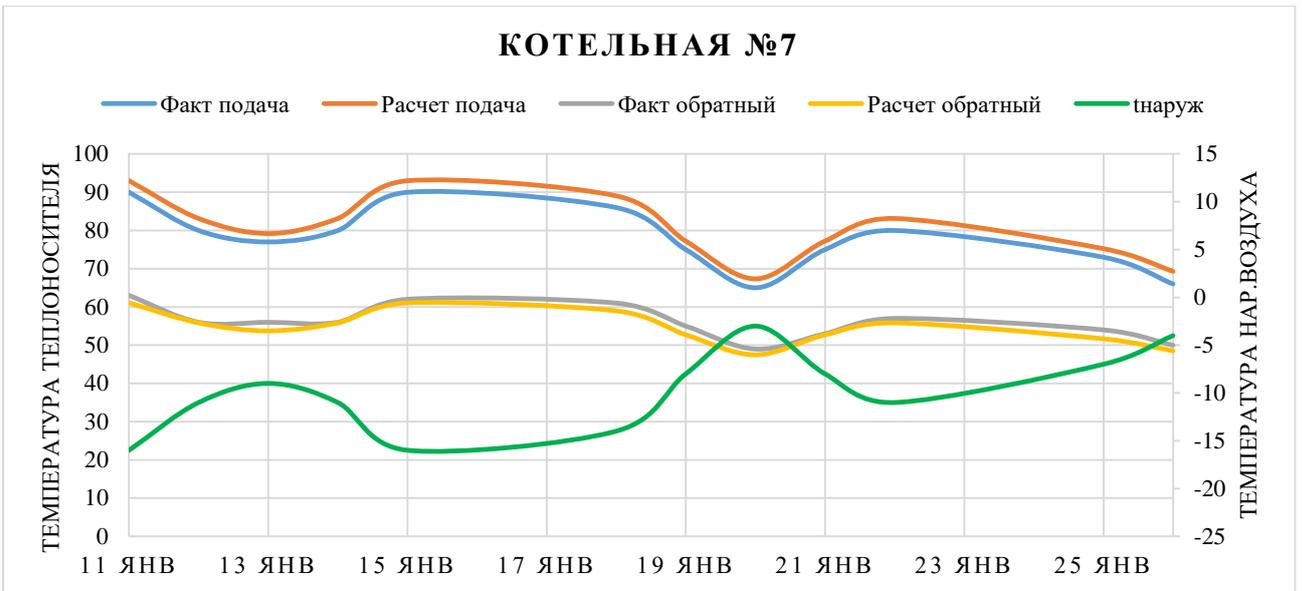


Рисунок 25– Фактические и расчетные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах котельной №7

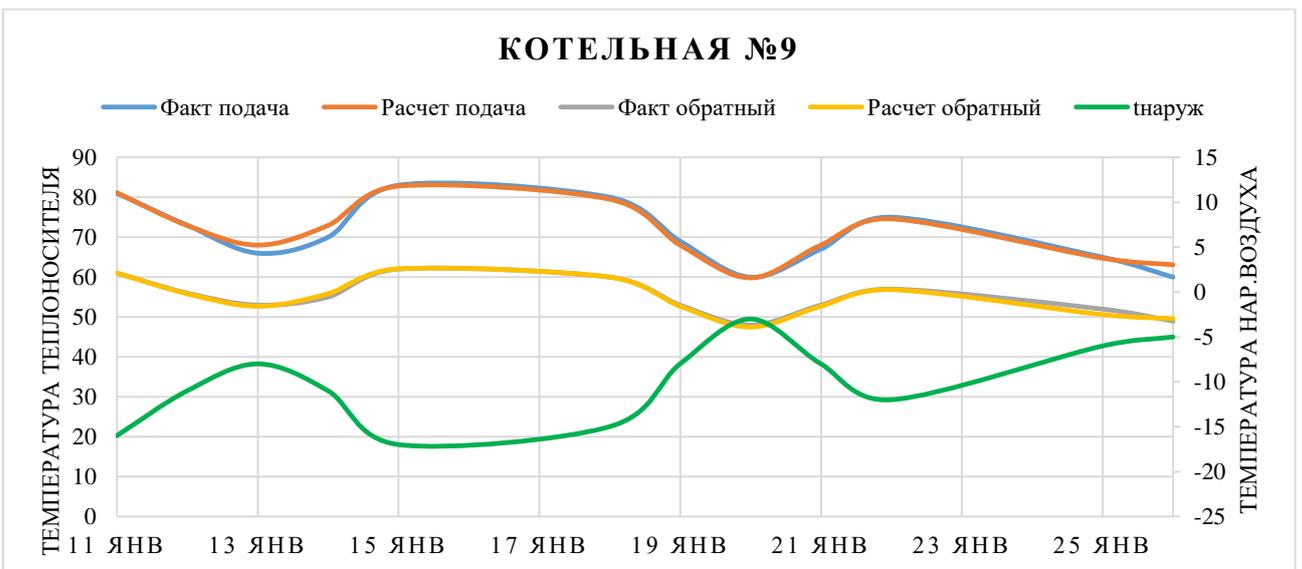


Рисунок 26– Фактические и расчетные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах котельной №9

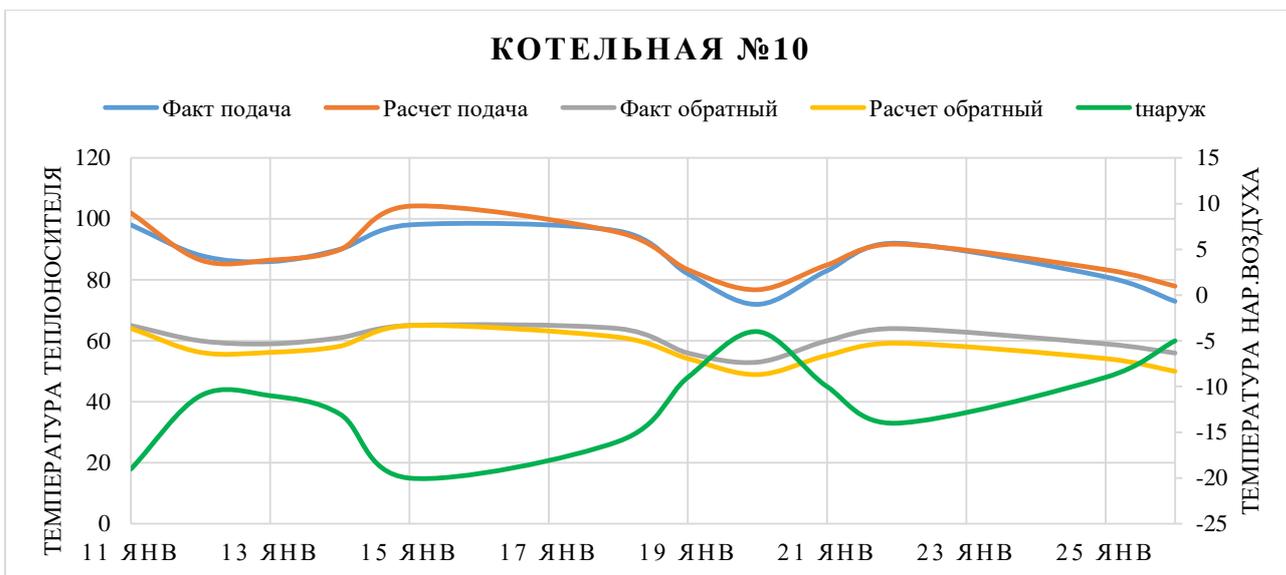


Рисунок 27– Фактические и расчетные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах котельной №10

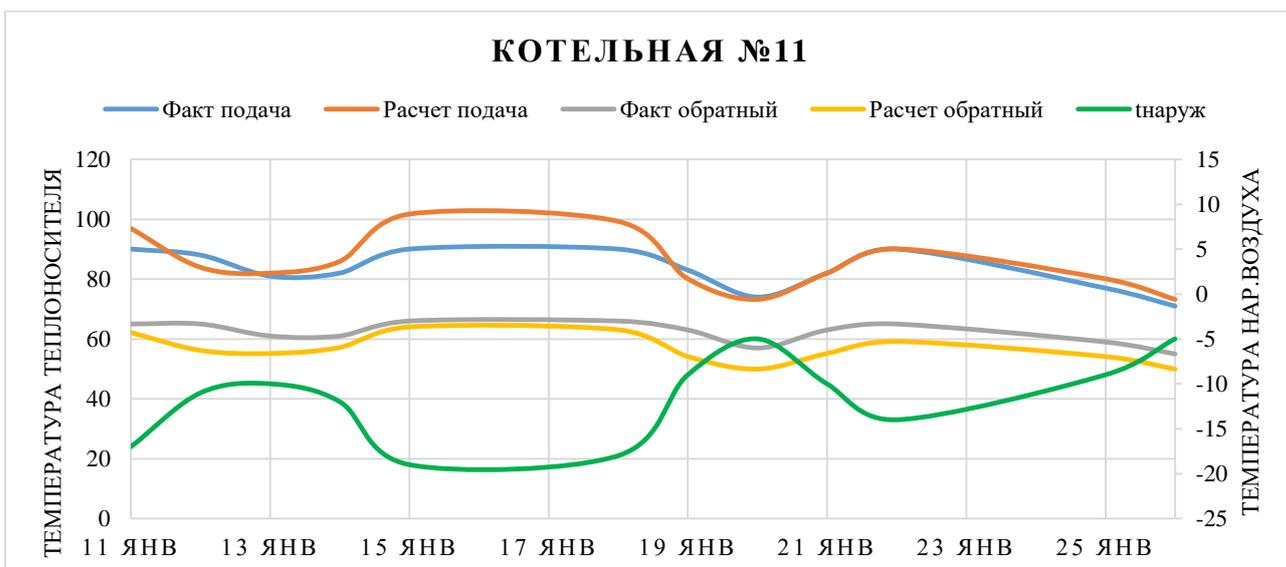


Рисунок 28– Фактические и расчетные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах котельной №11

По результатам анализа следует, что характер расчетного и фактического графиков по котельным №№6,7,9 практически идентичен, температура в подающем трубопроводе незначительно меньше расчетного значения, что связано с округлением значений температуры до целых чисел и инерционностью системы. Фактическое теплотребление потребителей, подключенных к котельным №№10,11, незначительно ниже расчетного, что может являться следствием разрегулированности системы или отличием договорной нагрузки от фактической.

1.3.6.2. ГПП СЗПК – филиал "ЭЛТЕЗА"

Котельная "ЭЛТЕЗА"

Тепловая энергия от котельной "ЭЛТЕЗА" отпускается к потребителям по температурному графику 95/70°C. ГВС отсутствует. Температурный график представлен на рисунке 29.

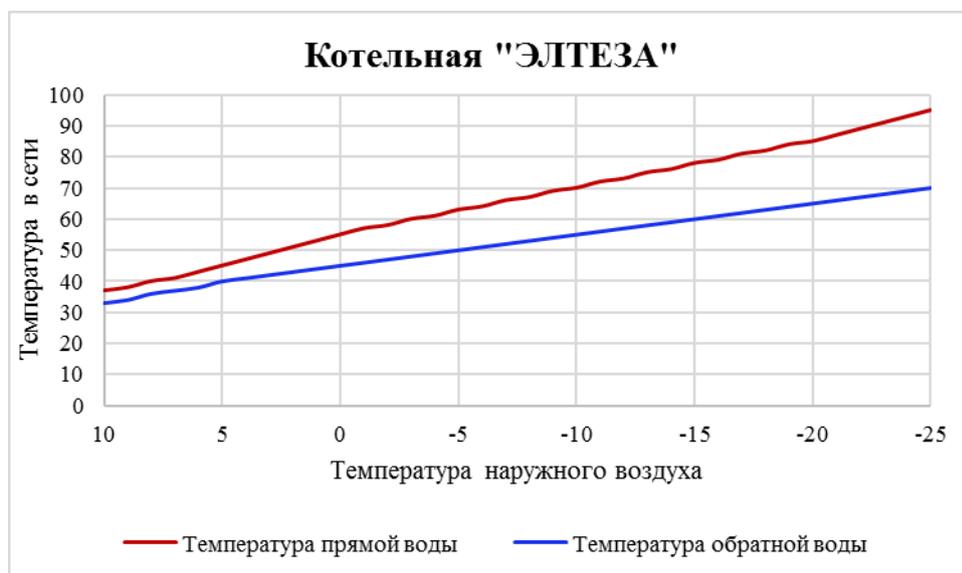


Рисунок 29 – Температурный график сетевой воды от котельной "ЭЛТЕЗА"

1.3.6.3. ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"

Сведения о температурных графиках котельных №№22,28,44 не предоставлены.

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

В рамках данной работы были проведены измерения температуры и расходов в подающем и обратном трубопроводах на участке тепловых сетей вдоль ул. Чехова около НС №1. Измерения проводились 07.07.2016 в 10:00 посредством следующих приборов:

1. Расходомер Fluxus F601;
2. Тепловизор Fluke TI32.

Измерения проводились в течении 1 ч., при этом значение расхода в подающем трубопроводе регистрировалось трижды через равные промежутки времени. Значения приведены в таблице 42 и на рисунках 30–33.

Таблица 42 – Результаты измерений

№ измерения	Расход в подающем трубопроводе, м³/ч
1	64,28
2	90,62
3	61,58
Среднее значение	72,16

Значение расхода в обратном трубопроводе изменялось незначительно и составило 54,27 м³/ч.



Рисунок 30 – Значение расхода в подающем трубопроводе (Измерение №1)



Рисунок 31 – Значение расхода в подающем трубопроводе (Измерение №2)



Рисунок 32 – Значение расхода в подающем трубопроводе (Измерение №3)



Рисунок 33 – Значение расхода в обратном трубопроводе

Помимо измерений расходов в подающем и обратном трубопроводах были проведены измерения температуры поверхности неизолированных участков трубопроводов. Результаты измерений приведены на рисунке 34 и в таблице 43.

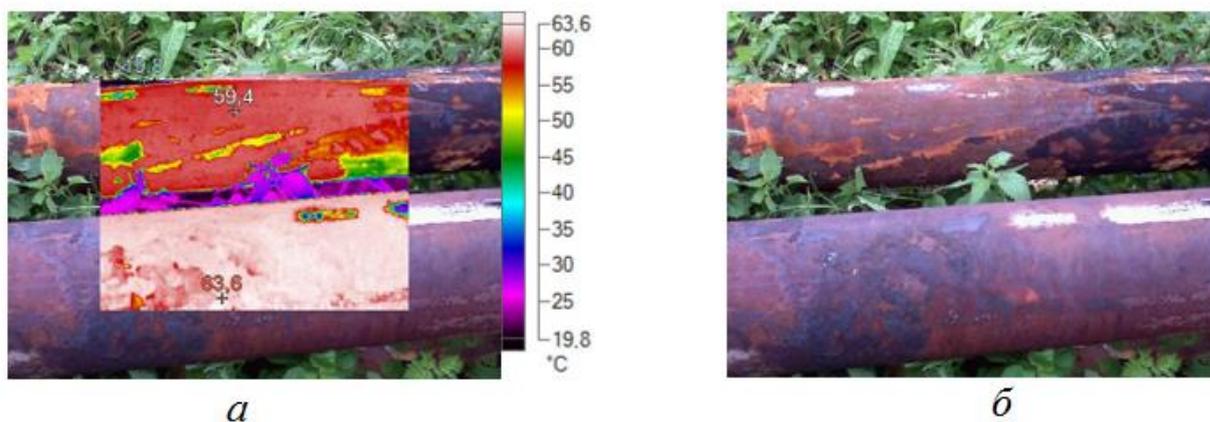


Рисунок 34 – Теплосъемка прямого и обратного трубопровода (а) и их изображение в видимом свете (б)

Таблица 43 – Результаты измерения температур

Название	Температура
Температура наружного воздуха	15°C
Температура подающего трубопровода	63,6°C
Температура обратного трубопровода	59,4°C

Температура в подающем трубопроводе составила 63,6 С, что обеспечивает выполнение требований п. 2.4. СанПиН 2.1.4.2496-09 "Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения". По результатам выполненных измерений был выполнен оценочный расчет теплопотребления на нужды горячего водоснабжения абонентов, подключенных к данному участку трубопровода. Схема распределительных тепловых сетей ниже рассматриваемого участка приведена на рисунке 35.

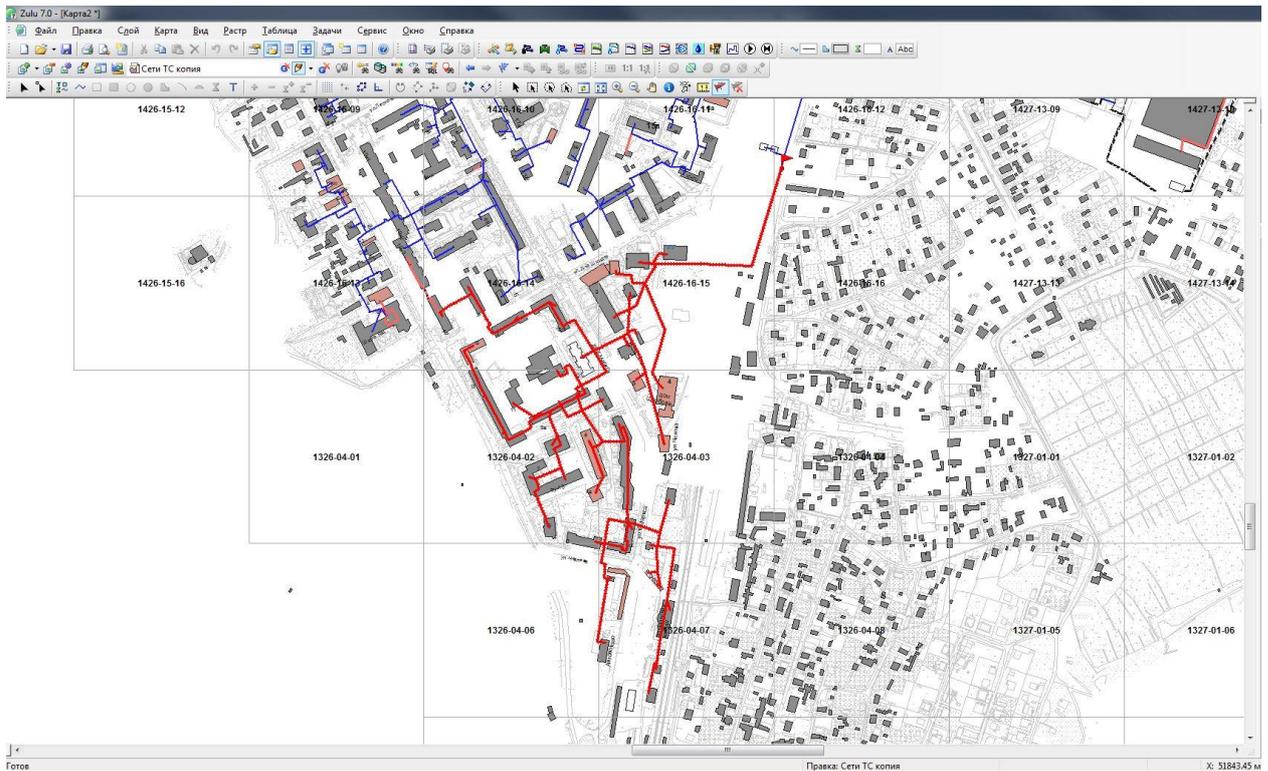


Рисунок 35 – Схема распределительных тепловых сетей ниже рассматриваемого участка приведена

Суммарная средняя подключенная нагрузка на ГВС для данных потребителей составляет 0,858 Гкал/ч.

Средний отбор теплоносителя из теплосети за рассматриваемый период составил:

$$\Delta G = G_{\text{под(ср)}} - G_{\text{обр}} = 17,89 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расход тепловой энергии на подогрев 1 м³ горячей воды для межотопительного периода рассчитан исходя из температуры холодной воды 15°C, а температура горячей воды принята по результатам измерений в размере 63,6°C:

$$Q_1 = cm\Delta t = 1 * 1000 * \frac{63 - 15}{10^6} = 0,048 \text{ Гкал}.$$

По результатам измерений фактическая средняя нагрузка на ГВС составила:

$$Q_{\text{ср}} = \Delta G * Q_1 = 0,048 * 17,89 = 0,859 \text{ Гкал/ч}.$$

Таким образом, расхождение между средней договорной нагрузкой на ГВС и рассчитанной по результатам измерений нагрузкой на ГВС составляет менее 0,2%, что свидетельствует о точности заданной договорной средней нагрузки на ГВС.

Фактический температурный режим отпуска тепла от источников теплоснабжения в тепловые сети соответствует утвержденному графику регулирования отпуска тепла в тепловые сети. Информации об отклонениях от утвержденного графика регулирования отпуска тепла в тепловые сети отсутствует.

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлические режимы тепловых сетей описаны в п.1.6.3 Части 6 Главы 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения".

Пьезометрические графики представлены в приложениях к Главе 3 "Электронная модель системы теплоснабжения".

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

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.

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят повреждения элементов тепловых сетей: трубопроводов, задвижек, наружная коррозия.

Все рассмотренные выше причины, вызывающие повреждения элементов сетей, являются следствием воздействия на них различных факторов. При возникновении повреждения участка трубопровода его отключают, ремонтируют и вновь включают в работу.

За период с 2013 по 2015 гг. в МУП "Тепловые сети" г. Гатчина зафиксировано в общей сложности 273 аварийных отказа и инцидента на тепловых сетях, информация о количестве аварийных отказов за отопительный период приведена в таблице 44. За этот же период на котельной "ПЭКП" зафиксировано 94 аварийных случая и инцидента, информация представлена в таблице 45. Графически вышеуказанная информация отображена на рисунке 36.

Таблица 44 – Аварийные отказы и инциденты на котельных МУП "Тепловые сети" г.Гатчина

Отопительный период	Количество аварийных отказов
2013-2014 гг.	77
2014-2015 гг.	67
2015-2016 гг.	129
Итого за 2013–2015 гг.:	273

Таблица 45 – Аварийные отказы и инциденты на котельной "ПЭКП"

Отопительный период	Количество аварийных отказов
2013	25
2014	31
2015	38
Итого за 2013–2015 гг.:	94

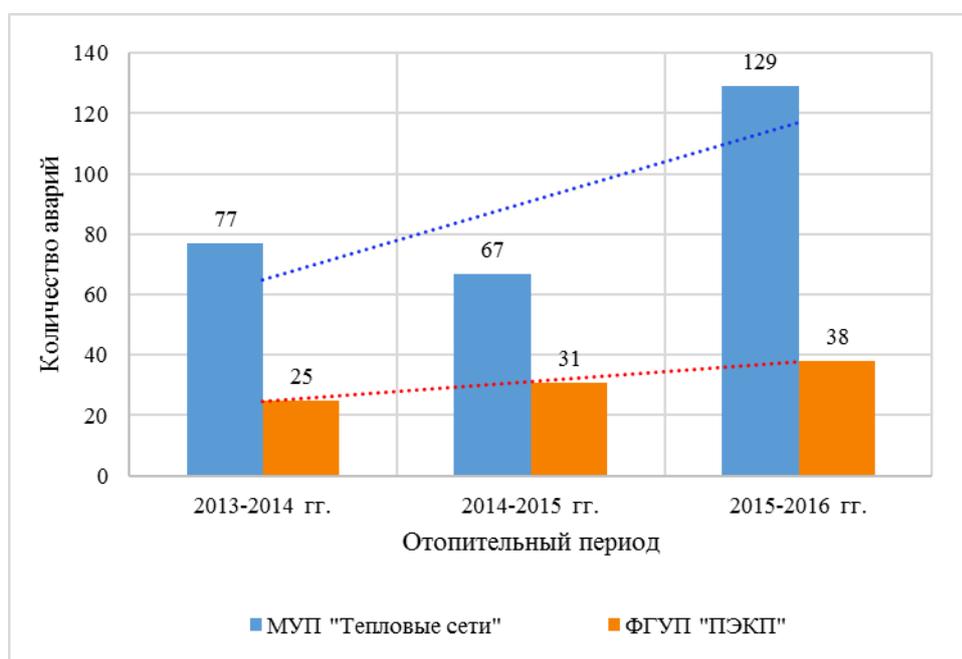


Рисунок 36 – Аварийные отказы и инциденты

По сведениям диспетчерской службы МУП "Тепловые сети" г. Гатчина за период с 2016 по 2021 гг. было произведено 213 плановых отключений теплоснабжения и 36 внеплановых отключений на тепловых сетях по времени не превышающих установленных нормативов, в том числе за период с 2019 по 2021 гг. было произведено:

в 2019 году - 34 плановых отключений теплоснабжения и 7 внеплановых отключений не превышающих установленных нормативов времени;

в 2020 году - 6 внеплановых отключений не превышающих установленных нормативов времени;

в 2021 году - 15 плановых отключений теплоснабжения и 4 внеплановых

отключений, не превышающих установленных нормативов времени.

Необходимо отметить, что за представленный выше период, аварий и повреждений на тепловых сетях МУП «Тепловые сети» г. Гатчина, повлекших отключения отопления свыше норматива или рабочей смены, не зафиксировано.

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

Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей ведется надлежащим образом в журналах учета аварий и инцидентов. Время восстановления сетей не превышает нормативного.

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях, установленные постановлением Правительства Ленинградской области №177 от 19 июня 2008 года «Об утверждении Правил подготовки и проведения отопительного сезона в Ленинградской области».

В соответствии с СП 124.13330.2012 "Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003", при авариях (отказах) в системе централизованного теплоснабжения в течение всего ремонтно-восстановительного периода должна обеспечиваться:

- подача 100% необходимой теплоты потребителям первой категории (если иные режимы не предусмотрены договором);
- подача теплоты на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице 1;
- заданный потребителем аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- заданный потребителем аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;
- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

Нормативное среднее время, затрачиваемое на восстановление

работоспособности тепловых сетей, приведено в таблице 46.

Таблица 46 – Нормативное время на восстановление теплоснабжения

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

Из таблицы 46 следует, что максимальное время на восстановление теплосети после аварии не должно превышать 54 ч.

1.3.11. Процедуры диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

1.3.12. Периодичность и соответствие техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 "Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения":

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности

трубопроводов, их элементов и арматуры;

- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;

- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительного-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;

- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться отдельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;

- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;

- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);

- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;

- схемы включения и переключений в тепловой сети;

- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;

- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;

- оперативные средства связи и транспорта;

- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения

пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплоснабжения.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90 °С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения,

присоединенные по закрытой схеме;

- системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплоснабжения производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек — задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительного-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктов систем теплоснабжения.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплоснабжения с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

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. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

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 нормативно-технической документации.

1.3.13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Технологические потери при передаче тепловой энергии складываются из тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов, а также с утечками теплоносителя.

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго №325 от 30 декабря 2008 года "Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации".

Тепловые потери через изоляцию трубопроводов зависят от материальной характеристики тепловых сетей, а также года и способа прокладки тепловой сети.

Методика определения тепловых потерь с утечками теплоносителя также регламентируется приказом Минэнерго №265 от 4 октября 2005 года "Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии".

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя с его утечкой определяются по формуле:

$$G_{\text{утч.н}} = \frac{a \cdot V_{\text{ср.год}} \cdot n_{\text{год}}}{100} = m_{\text{у.год.н}} \cdot n_{\text{год}}, \text{ м}^3,$$

где a – норма среднегодовой утечки теплоносителя, ($\text{м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}^3$), установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловой сети в час;

$V_{\text{ср.год}}$ – среднегодовая емкость тепловой сети, м^3 ;

$n_{\text{год}}$ – продолжительность функционирования тепловой сети в течение года, ч;

$m_{\text{у.год.н}}$ – среднечасовая годовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Значения нормативных потерь по источникам тепловой энергии г. Гатчина приведены в таблице 47.

Таблица 47 – Нормативные потери по источникам тепловой энергии

Наименование показателя	Единица измерения	Тепловые потери через т/и конструкции	Тепловые потери с утечкой теплоносителя	Нормативные потери
Котельная №6	Гкал	1372,66	82,76	1455,42
Котельная №7	Гкал	1641,47	153,52	1794,99
Котельная №9	Гкал	2676,09	153,72	2829,81
Котельная №10	Гкал	14731,81	10955,22	25687,03
Котельная №11	Гкал	26025,36	17220,43	43245,79
Котельная "ЭЛТЕЗА"	Гкал	201,71	3,21	204,92

1.3.14. Оценка фактических тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии

Согласно постановлению Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения", в состав тарифа на передачу тепловой энергии и теплоносителя могут быть включены затраты на приобретение тепловой энергии для компенсации нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях. Затраты на компенсацию сверхнормативных затрат в состав тарифа быть включены не могут.

Так как не все потребители обеспечены индивидуальными узлами учета тепловой энергии, потери тепловой энергии в тепловых сетях определяют расчетным способом.

После установки приборов учета тепловой энергии у 100% потребителей, тепловые потери при транспорте тепловой энергии могут определяться путем вычитания показателей счетчиков отпущенной тепловой энергии, установленных на источниках централизованного теплоснабжения, и показаний приборов учета тепловой энергии, установленных у потребителей.

Тепловые потери в тепловых сетях представлены в таблице 48.

Таблица 48 – Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Наименование показателя	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
МУП "Тепловые сети" г. Гагчина									
Котельная №6	Гкал	1624,03	1610,53	1418,51	1310,00	1365,6	1167,57	1727,58	1736,07
Котельная №7	Гкал	2328,87	2031,46	1783,56	1887,90	1545,85	1360,64	998,16	982,8
Котельная №9	Гкал	2557,75	2762,13	2852,48	2544,74	2241,23	2268,17	3320,17	3069,49
Котельная №10	Гкал	30470,07	33386,18	32356,84	32076,74	30856,16	37038,28	45287,64	38745,73
Котельная №11	Гкал	39719,66	47038,3	47006,56	52560,68	47529,77	56592,94	60823,48	50642,89

Наименование показателя	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Котельная №12	Гкал	-	-	-	-	2255,80	3485,90	5141,40	4710,1
Котельная "ПЭКП"	Гкал	-	-	-	486,21	551,77	746	378,37	305,48
Итого МУП "Тепловые сети" г. Гатчина	Гкал	76700,38	86828,60	85417,95	90866,27	88226,52	102659,50	117676,8	100192,6
ФГБУ ПИЯФ									
Котельная ФГБУ "ПИЯФ"	Гкал	10340	-	-	-	-	-	-	-
ФГУП "ПЭКП"									
Котельная "ПЭКП"	Гкал	320,00	-	-	-	-	-	-	-
ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА"									
Котельная "ЭЛТЕЗА"	Гкал	204,92	-	-	-	-	-	-	-
ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"									
Котельная №22	Гкал	1094,759	-	-	-	-	-	-	-
Котельная №28	Гкал	88,326	-	-	-	-	-	-	-
Котельная №44	Гкал	137,720	-	-	-	-	-	-	-
Итого ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"	Гкал	1320,805	-	-	-	-	-	-	-
Итого за год	Гкал	78546,11	86828,60	85417,95	90866,27	88226,52	102659,50	117676,8	100192,6

Как следует из таблиц 47–48, имеет место превышение фактических потерь над нормативными по некоторым котельным, что говорит о неудовлетворительном состоянии тепловых сетей, высокой степени износа и ветхости самих сетей и изоляционного покрытия.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

1.3.16. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Большинство потребителей тепловой энергии подключены по схемам с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным (или насосным) подключением системы отопления (см. рисунки 37–38). Часть потребителей подключена по схеме с параллельным подключением подогревателей ГВС и насосным присоединением системы отопления, схема приведена на рисунке 39. Помимо других подключений, одной из распространенных схем является схема с открытым водоразбором на ГВС,

представленная на рисунке 40.

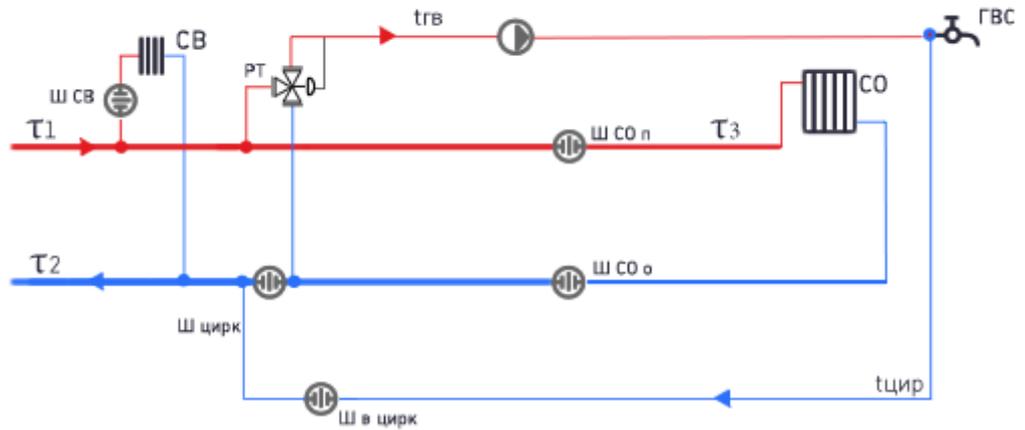


Рисунок 37 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением системы отопления

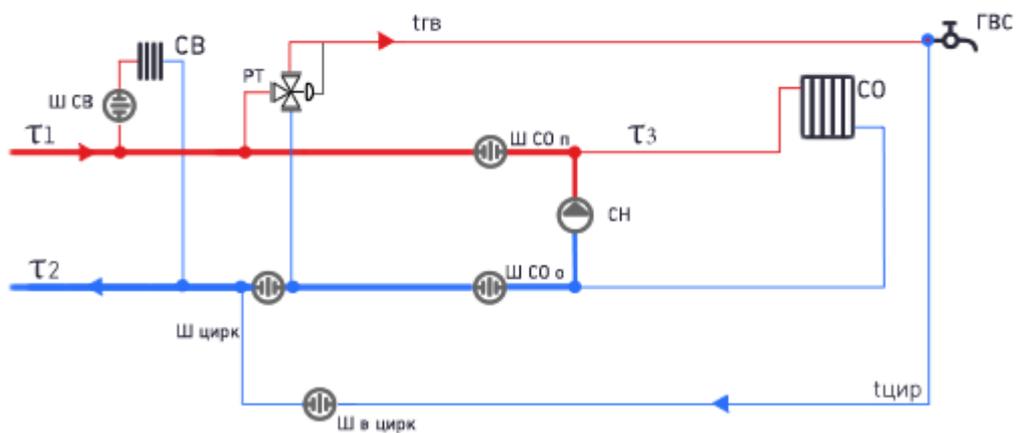


Рисунок 38 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением системы отопления

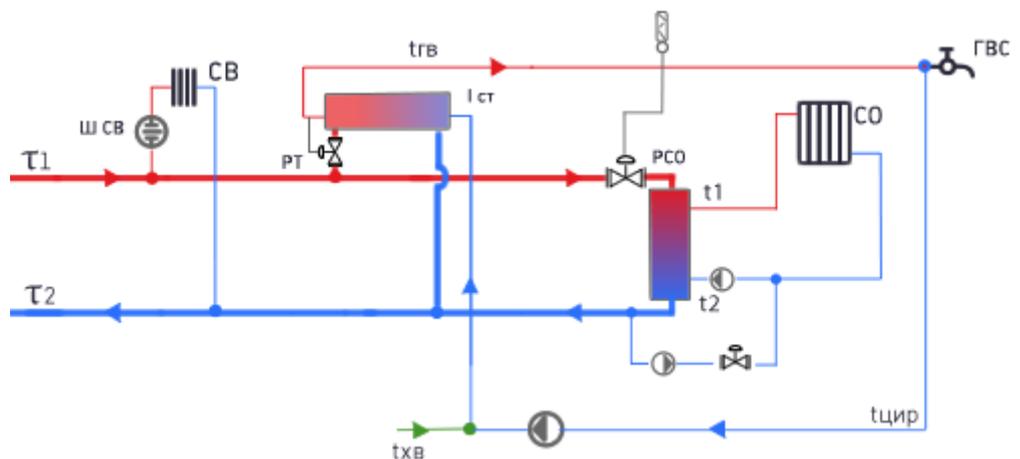


Рисунок 39 – Схема с параллельным подключением подогревателей ГВС и насосным присоединением системы отопления

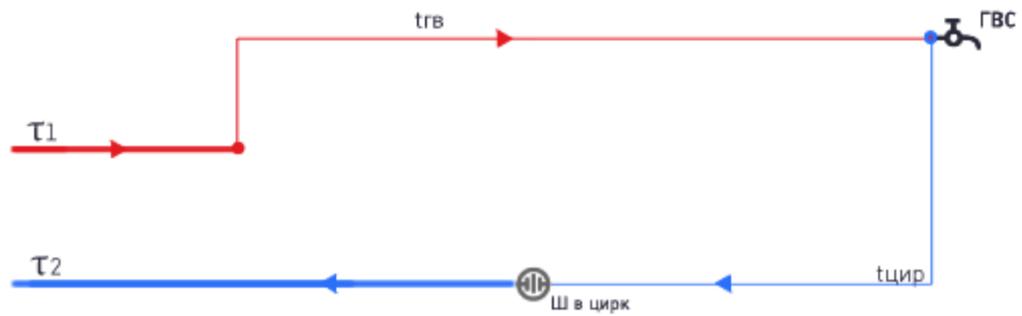


Рисунок 40 – Схема с открытым водоразбором на ГВС

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

Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ на собственников помещений в многоквартирных домах и собственников жилых домов возложена обязанность по установке приборов учета энергоресурсов.

В соответствии с Федеральным законом (в ред. от 18.07.2011) от 23.11.2009 № 261-ФЗ до 1 июля 2012 года собственники помещений в многоквартирных домах обязаны обеспечить установку приборов учета тепловой энергии.

С 1 января 2012 г. вводимые в эксплуатацию и реконструируемые многоквартирные жилые дома должны оснащаться индивидуальными теплосчетчиками в квартирах.

С момента принятия закона не допускается ввод в эксплуатацию зданий, строений, сооружений без оснащения их приборами учета тепловой энергии.

У МУП «Тепловые сети» г. Гатчина зарегистрировано 629 тепловых пунктов, из которых 85 являются автоматизированными. У части потребителей установлены приборы учета. В дальнейшем МУП «Тепловые сети» г. Гатчина планирует произвести установку автоматизированных приборов учета у всех потребителей, новые дома вводятся в эксплуатацию с уже установленными АИТП. На сегодняшний день МУП «Тепловые сети» г. Гатчина фактически оснащено приборами учета:

Многоквартирные дома:

- Горячей воды – 10;
- Отопления – 383;

Индивидуальные дома:

- Горячей воды – 204;
- Отопления – 11.

Сведения о приборах учета остальных теплоснабжающих организаций отсутствуют.

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

На тепловых сетях от котельных МУП "Тепловые сети" г. Гатчина случаи аварий фиксируются потребителями и устраняются МУП "Тепловые сети" г. Гатчина.

На тепловых сетях МУП "Тепловые сети" г. Гатчина установлены средства автоматизации. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером дежурной бригаде.

Информация о наличии в МУП «Тепловые сети» г. Гатчина служб по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения представлено в таблице ниже.

Таблица 49 - Справка о наличии в МУП «Тепловые сети» г. Гатчина служб по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения

п/п	Наименование службы	Численность, чел		Наличие спецтехники
		всего	в т.ч. ИТР	
1	Участок по наладке тепловых сетей р-на № 1	8	2	ГАЗ-330232 «Газель»
2	Участок по наладке тепловых сетей р-на № 2	11	2	LADA LARGUS
3	Участок по наладке тепловых сетей р-на № 3	6	1	ГАЗ-33023 «Газель»
4	Участок по обслуживанию энергооборудования	6	3	ГАЗ-2217 «Соболь»
5	Служба оперативно-диспетчерского обслуживания	5	-	Дежурный автомобиль
6	Тепловая инспекция	6	3	Дежурный автомобиль
Итого		42	11	

1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Список насосных станций, находящихся в эксплуатации у МУП "Тепловые сети" г. Гатчина, представлен в таблице 50.

На балансе МУП "Тепловые сети" г. Гатчина находится 7 насосных станций. Насосные станции не автоматизированы и требуют ручного регулирования.

Таблица 50 – Данные по оборудованию насосных станций МУП "Тепловые сети" г. Гатчина

№ ЦТП	Адрес	Марка насоса		Дата ввода	Насос		Мощность Электродвигателя, кВт	Процент износа
					Подача Qопт, м³/ч	Напор Нопт., м		
1	ул. Чехова	1	АЦМЛ-1154/292-18,5/4	11.2019г.	192,0	19,5	18,5	21
		2	АЦМЛ-1154/222-5,5/4	09.2003г.	124,0	9,0	5,5	100
		3	АЦМЛ-1154/292-18,5/4	05.2003г.	192,0	19,5	18,5	100
2	Рощинская,	1	АЦМЛ-1154/222-5,5/4	09.2003г.	124,0	9,0	5,5	100
		2	АЦМЛ-1154/292-18,5/4	01.2012г.	192,0	19,5	18,5	100
3	К. Маркса, 49Б	1	Grundfos NB 80-160/161	07.2018г.	192	25,8	18,5	50
		2	Grundfos NB 80-160/161	07.2018г.	192	25,8	18,5	50
		3	Grundfos NB 80-160/161	07.2018г.	192	25,8	18,5	50
		4	Wilo IL 100/160-18,5/2	01.2012г.	280.0 (max)	30 (max)	18.5	100
		5	Wilo IL 100/160-18,5/2	01.2012г.	280.0 (max)	30 (max)	18.5	100
4	Глинки	1	Wilo IL 80/220-4/4	05.2015г.	100.0	15.5	4	100
		2	Wilo IL 80/220-4/4	11.2004г.	100.0	15.5	4	100
5	Радищева, д. 8	1	Grundfos TP 80–250/2	01.2014г.	117	25 (max)	7.5	100
6	К. Маркса, д.16	1	Grundfos TP 80–330/2	03.2014г.	130	27,4 (max)	11	100
7	Рощинская, 21	1	KM 150-125-250-C	07.2018г.	200	20	18,5	50
		2	KM 150-125-250-C	07.2018г.	200	20	18,5	50

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей от превышения давления осуществляется на теплоисточниках путем установки предохранительных клапанов, расширительных баков, а также защитных перемычек с обратными клапанами между коллекторами сетевых насосов.

Установленное оборудование удовлетворяет требованиям СП 124.13330.2012 "Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003" и СП 89.13330.2012 "Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76".

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

Решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона "О теплоснабжении" от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ. Согласно этому документу, в случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования. В качестве органа регулирования выступает КУМИ МО г. Гатчина.

В настоящее время, бесхозяйные тепловые сети на территории МО г. Гатчина отсутствуют.

1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Сведения об энергетических характеристиках тепловых сетей отсутствуют.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

На территории муниципального образования города Гатчина теплоснабжение осуществляется от следующих источников тепловой энергии:

- **Котельная №6** располагается по адресу: ул. Хохлова, д. 33а, снабжает тепловой энергией группу потребителей центральной части города;
- **Котельная №7** располагается по адресу: ул. Рощинская, д. 15а, корп. 5, обеспечивает тепловой энергией группу потребителей микрорайонов Рощинский и Въезд;
- **Котельная №9** расположена по адресу: пр. Красноармейский, д. 2а и является источником тепловой энергии для микрорайона Красноармейский;
- **Котельная №10** расположена по адресу: Промзона 2, кварт. 2, пл. 2, корп. 1, обеспечивает тепловой энергией Промзону 2, Мариенбург и Аэродром;
- **Котельная №11** располагается по адресу: ул. Индустриальная, д.1, снабжает тепловой энергией большую часть потребителей микрорайона Центр и объекты Промзоны 1;
- **БМК (котельная №12)** снабжает тепловой энергией потребителей в Орловой роще;
- **Котельная "ЭЛТЕЗА"** располагается по адресу: ул. Матвеева, 48, обеспечивает тепловой энергией объекты РЖД;
- **Котельная №22** расположена по адресу: Киевское шоссе, д. 6б;
- **Котельная №28** располагается по адресу: Мариенбург, п. Гатчина-1;
- **Котельная №44** расположена по адресу: ул. Комсомольцев-Подпольщиков, д. 1а.

Котельные №№22,28,44 обеспечивают тепловой энергией потребителей военного городка г. Гатчина.

Зоны действия источников МО «Город Гатчина» представлен на рисунке 41.

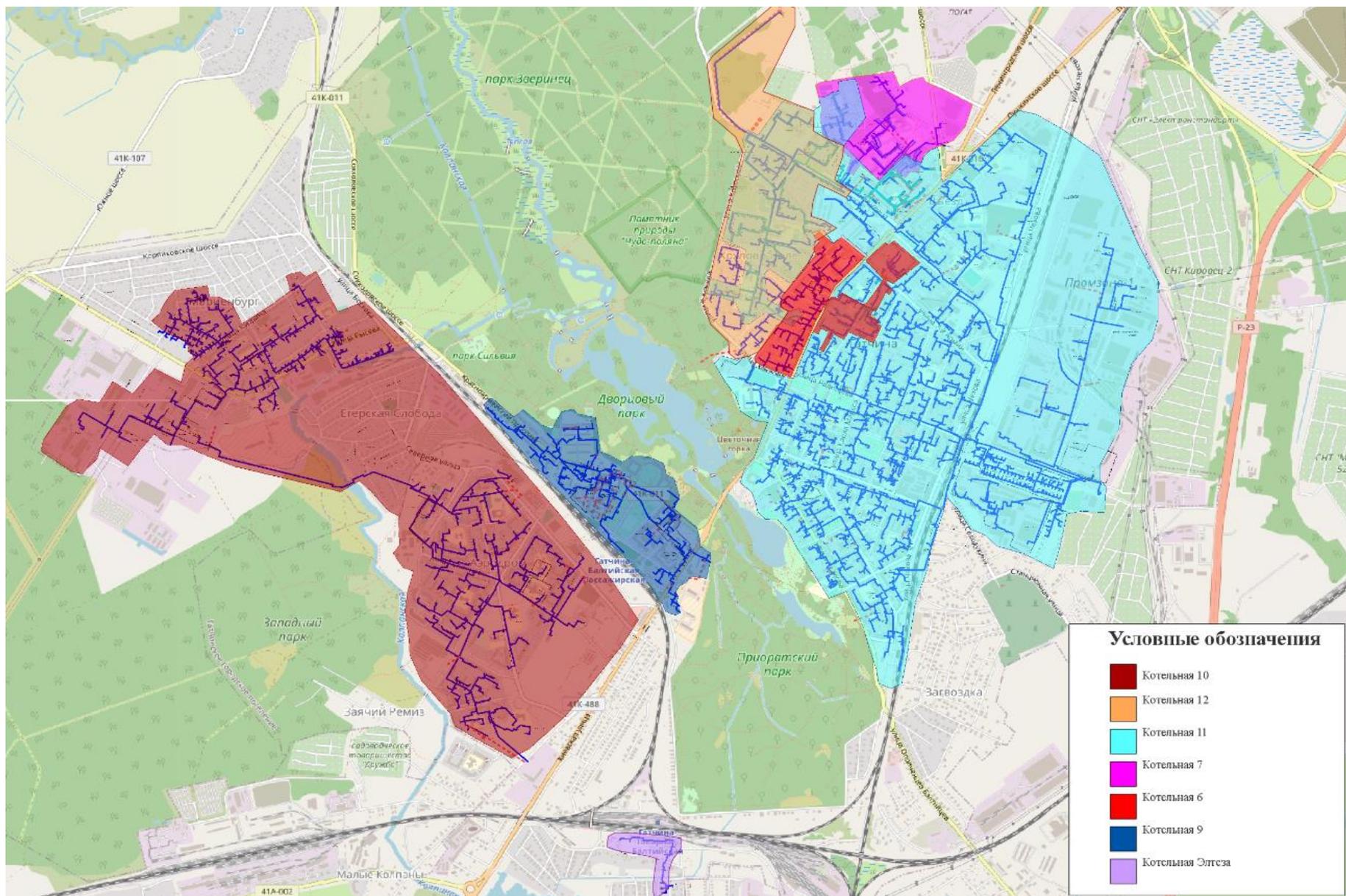


Рисунок 41. Зоны действия источников МО «Город Гатчина»

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

1.5.1. Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления

Длительность отопительного сезона, средние температуры наружного воздуха и исходной воды были приняты согласно данным теплоснабжающих организаций города Гатчина.

Согласно предоставленным данным, продолжительность отопительного периода составила:

2018 год – 222 дня (5328 ч);

2019 год – 237 дня (5688 ч);

2020 год – 248 дня (5952 ч);

2021 год – 241 день (5784 ч);

2022 год – 254 дня (6096 ч).

Среднемесячные и среднегодовые температуры наружного воздуха за отопительный сезон представлены в таблице 51.

Таблица 51 – Среднемесячные и среднегодовые температуры наружного воздуха отопительного периода г. Гатчина за последние 5 лет (по данным метеостанции "Белогорка")

Период	Температура наружного воздуха				
	2018	2019	2020	2021	2022
январь	-4,1	-7,7	0,8	-6,5	-5,3
февраль	-9,6	-1,3	-0,3	-10,7	-1,9
март	-5,7	-0,7	1,1	-1,8	-2,4
апрель	5,2	5,5	3	4,5	3,1
май	9,2	7,6	7,1	7,2	8,1
сентябрь	6,5	6,2	11,8	7,1	8,7
октябрь	4,3	5,2	7,5	6,2	6,6
ноябрь	0,9	0,5	2,6	1	-0,4
декабрь	-0,9	0,7	-2,1	-8,5	-4,9
Ср. год	-0,93	1,0	2,82	-1,137	0,773

Температура грунта при расчетах величины тепловой энергии, отпускаемой потребителю, определяется по СП 131.13330.2020 "Строительная климатология", температура исходной воды по котельным №№10,11 принимается +7 °С круглогодично, по остальным источникам в отопительный период принимается равной +5 °С, в межотопительный период: +15 °С.

В связи с тем, что договор с ФГБУ "Северо-Западное УГМС" заключен на предоставление информации по среднесуточной, среднемесячной температуре только

в отопительный период, сведения по температуре межотопительного периода отсутствуют.

Расчетная температура воздуха внутри помещений принята +20 °С.

Расчетная температура отопления, согласно СП 131.13330.2020 "Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99", составляет –24 °С.

В качестве элементов территориального деления принято разделение на микрорайоны г. Гатчины. Значение спроса на тепловую энергию в расчетных элементах территориального деления приведено в таблице 52.

Таблица 52 – Значения фактической тепловой нагрузки в расчетных элементах территориального деления за 2022 год

Микрорайон	Отопительно-вентиляционная нагрузка, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Итого, Гкал/ч
Аэродром	29,17	7,57	36,74
Въезд	33,63	3,75	37,38
Красноармейский	9,52	0,40	9,93
Мариенбург	6,90	1,98	8,88
Промзона 1	7,78	0,09	7,86
Промзона 2	3,60	0,19	3,79
Промышленный	3,82	0,06	3,88
Рощинский	9,40	2,03	11,43
Химози	2,61	0,64	3,25
Хохлова поле	18,70	0,00	18,70
Центр	70,35	6,09	76,44

Наибольшая тепловая нагрузка сосредоточена в микрорайонах Центр, Въезд и Аэродром.

Потребители с наименьшей суммарной тепловой нагрузкой расположены в микрорайоне Химози.

1.5.2. Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Значение расчетной тепловой нагрузки определяется на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период базового года, приведенной к расчетной температуре наружного воздуха.

Фактический отпуск тепловой энергии от источников г. Гатчина за 2022 год представлен в таблице 53.

Таблица 53. Значение полезного отпуска и расчетное значение тепловых нагрузок по источникам в 2022 году

№ п/п	Источник	Полезный отпуск тепловой энергии в 2022 году, Гкал	Расчетная нагрузка по отоплению, Гкал/ч	Расчетная нагрузка по ГВС, Гкал/ч	Потери тепловой энергии, Гкал/ч	Суммарная нагрузка по источнику, Гкал/ч
1	Котельная №6	20 020	7,50	0,007	0,65	8,153
2	Котельная №7	36 833	12,78	0,350	0,35	13,477
3	Котельная №9	25 065	8,33	0,360	1,06	9,752
4	Котельная №10	181 635	52,777	4,873	12,30	69,95
5	Котельная №11	331 930	97,444	8,590	16,18	122,21
6	Котельная №12	56 186	21,093	0,000	1,77	22,86
7	Котельная «ПЭКП» (закрылась в 2022 году)	6 135	2,303	0,000	0,11	2,42
8	Котельная "ЭЛТЕЗА"	-	2,430	0,595	0,074	3,099
9	Котельная №22	н/д	0,6087	0,0397	0,167	0,815
10	Котельная №28	н/д	0,3987	-	0,3987	0,797
11	Котельная №44	н/д	0,1249	-	0,017	0,142

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

Перечень многоквартирных домов с индивидуальным квартирным отоплением, подключенным к тепловым сетям, представлен в таблице ниже.

Таблица 54 – Перечень многоквартирных домов с индивидуальным квартирным отоплением, подключенных к тепловым сетям

№ п/п	Наименование	Адрес	Примечание
1	ТСЖ "Перспектива"	Слепнева, 4, корп.2	отопление помещений общего имущества
2	ТСЖ "Черное озеро"	Чкалова, 16а-18а	отопление помещений общего имущества и нежилых помещений
3	ТСЖ "Престиж"	К.Маркса, 36а	отопление помещений общего имущества и нежилых помещений
4	ТСЖ "Сорок семь-А"	К.Маркса, 47а	отопление помещений общего имущества и нежилых помещений
5		Киргетова, 6а	отопление нежилых помещений цокольного этажа
6		Радищева, 18а	отопление нежилых помещений
7		К.Подрядчикова, 22	отопление нежилого помещения

1.5.4. Величина потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Ввиду отсутствия значений фактического потребления тепловой энергии абонентами в каждом расчетном элементе территориального деления, величина потребления тепловой энергии за отопительный период и за год в целом определена в разрезе источников МО и представлена в таблице 55.

Таблица 55 – Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом

№ п/п	Источник	Потребление тепловой энергии за отопительный период, Гкал	Годовое потребление тепловой энергии, Гкал
1	Котельная №6	20 006,15	20 020,48
2	Котельная №7	36 095,58	36 832,78
3	Котельная №9	24 306,09	25 065,15
4	Котельная №10	170 823,36	181 634,84
5	Котельная №11	312 870,78	331 928,95
6	Котельная №12	56 186,21	56 186,21
7	Котельная «ПЭКП» (закрылась в 2022 году)	6 134,59	6 134,59
8	Котельная "ЭЛТЕЗА"	н/д	н/д
9	Котельная №22	н/д	н/д
10	Котельная №28	н/д	н/д
11	Котельная №44	н/д	н/д

1.5.5. Нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

В соответствии с "Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. N 306) (в редакции постановления Правительства РФ от 28 марта 2012 г. N 258)", которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

- в отношении горячего водоснабжения - этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);
- в отношении отопления - материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем.

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг

используются следующие показатели:

в отношении горячего водоснабжения:

- в жилых помещениях - куб. метр на 1 человека;

- на общедомовые нужды - куб. метр на 1 м² общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

в отношении отопления:

- в жилых помещениях - Гкал на 1 м² общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;

- на общедомовые нужды - Гкал на 1 м² общей площади всех помещений в многоквартирном доме.

Нормативы потребления коммунальных услуг определяются с применением метода аналогов либо расчетного метода с использованием формул согласно приложению к Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению утверждены Постановлением Правительства Ленинградской области №313 от 24 ноября 2010 года (с изменениями на 23 апреля 2021 года) "Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета".

Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление в г. Гатчина представлены в таблице 56.

Таблица 56 – Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета

№ п/п	Классификационные группы многоквартирных домов и жилых домов	Норматив потребления тепловой энергии, Гкал/кв.м, общей площади жилых помещений в месяц
1	Дома постройки до 1945 года	0,03105
2	Дома постройки 1946-1970 годов	0,02595
3	Дома постройки 1971-1999 годов	0,02490
4	Дома постройки после 1999 года	0,01485

Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению утверждены Постановлением Правительства Ленинградской области №25 от 11 февраля 2013 года (с изменениями на 28 декабря 2017 года) «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному и горячему

водоснабжению, водоотведению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета».

Существующие нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению для населения в жилых помещениях на территории г. Гатчина представлены в таблице 57.

Таблица 57 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории Ленинградской области при отсутствии приборов учета

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	Норматив потребления коммунальной услуги (куб.м/чел. в месяц)	
		холодное водоснабжение	водоотведение
1	Дома с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные:		
1.1	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1650 до 1700 мм с душем	4,59	7,56
1.2	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1500 до 1550 мм с душем	4,54	7,46
1.3	унитазами, раковинами, мойками, сидячими ваннами (1200 мм) с душем	4,49	7,36
1.4	унитазами, раковинами, мойками, душем	3,99	6,36
1.5	унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	3,15	4,66
2	Дома с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные раковинами, мойками	2,05	
3	Дома с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением, водонагревателями, оборудованные:		
3.1	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1650 до 1700 мм с душем	7,56	7,56
3.2	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1500 до 1550 мм с душем	7,46	7,46
3.3	унитазами, раковинами, мойками, сидячими ваннами (1200 мм) с душем	7,36	7,36
3.4	унитазами, раковинами, мойками, душем	6,36	6,36
4	Дома, оборудованные ваннами, с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением и водонагревателями на твердом топливе	6,18	6,18
5	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением и газоснабжением	5,23	5,23
6	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, водоотведением	4,28	4,28
7	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, газоснабжением, без централизованного водоотведения	5,23	
8	Дома без ванн, с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения	4,28	
9	Дома с водопользованием из уличных водоразборных колонок	1,3	
10	Дома, использующиеся в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми, с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, водоотведением	3,16	4,88

1.5.6. Сравнение величин договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника

В таблице 58 представлено сравнение договорной и расчетной тепловой нагрузки, полученной путем пересчета потребления тепловой энергии в 2022 году на расчетную температуру наружного воздуха.

Таблица 58 - Договорная и расчетная тепловые нагрузки

Источник	Присоединенная тепловая нагрузка	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок	
				Гкал/ч	%
Котельная №6	Всего	12,505	7,50	5,003	40,01%
	Отопление	12,496	7,50	5,000	40,02%
	ГВС	0,010	0,007	0,003	30,05%
Котельная №7	Всего	21,731	13,13	8,605	39,60%
	Отопление	20,567	12,78	7,791	37,88%
	ГВС	1,164	0,35	0,814	69,94%
Котельная №9	Всего	12,54	8,688	3,850	30,71%
	Отопление	11,82	8,328	3,490	29,53%
	ГВС	0,72	0,360	0,360	50,00%
Котельная №10	Всего	84,549	57,650	26,899	31,82%
	Отопление	72,236	52,777	19,459	26,94%
	ГВС	12,313	4,873	7,440	60,43%
Котельная №11	Всего	130,139	106,034	24,105	18,52%
	Отопление	108,454	97,444	11,010	10,15%
	ГВС	21,684	8,590	13,095	60,39%
Котельная №12	Всего	27,385	21,093	6,293	22,98%
	Отопление	27,385	21,093	6,293	22,98%
	ГВС	-	-	-	-
Котельная "ЭЛТЕЗА"	Всего	3,025	3,025	0,00	0,0
	Отопление	2,430	2,430	0,00	0,0
	ГВС	0,595	0,595	0,00	0,0
Котельная №22	Всего	0,648	0,648	0,00	0,0
	Отопление	0,609	0,609	0,00	0,0
	ГВС	0,040	0,040	0,00	0,0
Котельная №28	Всего	0,399	0,399	0,00	0,0
	Отопление	0,399	0,399	0,00	0,0
	ГВС				
Котельная №44	Всего	0,125	0,125	0,00	0,0
	Отопление	0,125	0,125	0,00	0,0
	ГВС				

Как видно из таблицы выше, по источникам наблюдается следующая тенденция: значение договорной отопительной и нагрузки ГВС превышает расчетную.

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

1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки

Балансы тепловой мощности и фактической (расчетной) тепловой нагрузки источников теплоснабжения за 2022 г. представлены в таблице 59. В качестве фактической (расчетной) тепловой нагрузки используется тепловая нагрузка, определенная на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период по узлам учета тепловой энергии от котельных.

Таблица 59 – Балансы тепловой мощности и фактической тепловой нагрузки источников теплоснабжения

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
МУП "Тепловые сети" г. Гатчина		
Котельная №6		
Установленная мощность	Гкал/час	26,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	17,03
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,288
то же в % от выработки	%	3,410
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	16,742
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	0,651
то же в %	%	7,98%
Фактическая (расчетная) тепловая нагрузка	Гкал/час	7,502
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	8,59
	%	51,30%
Котельная №7		
Установленная мощность	Гкал/час	28,910
Располагаемая мощность	Гкал/час	23,580
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,176
то же в %	%	1,287
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	23,404
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	0,350
то же в %	%	2,60%
Фактическая (расчетная) тепловая нагрузка	Гкал/час	13,13
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	9,93
	%	42,42%
Котельная №9		
Установленная мощность	Гкал/час	19,200
Располагаемая мощность	Гкал/час	18,257
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,379
то же в %	%	3,738
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	17,878
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	1,064
то же в %	%	10,9%
Фактическая (расчетная) тепловая нагрузка	Гкал/час	8,69
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	8,13
	%	45,45%
Котельная №10		
Установленная мощность	Гкал/час	132,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	97,10
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	5,236

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
то же в %	%	6,96
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	91,864
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	12,298
то же в %	%	17,58%
Фактическая (расчетная) тепловая нагрузка	Гкал/час	57,650
Резерв ("+"/ Дефицит ("-"))	Гкал/час	21,916
	%	23,86%
Котельная №11		
Установленная мощность	Гкал/час	204,8
Располагаемая мощность	Гкал/час	159,00
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	5,74
то же в %	%	4,48
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	153,262
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	16,18
то же в %	%	13,2%
Фактическая (расчетная) тепловая нагрузка	Гкал/час	106,03
Резерв ("+"/ Дефицит ("-"))	Гкал/час	31,05
	%	20,26%
Котельная №12		
Установленная мощность	Гкал/час	27,516
Располагаемая мощность	Гкал/час	26,240
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,34
то же в %	%	1,472
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	25,899
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	1,768
то же в %	%	7,73%
Фактическая (расчетная) тепловая нагрузка	Гкал/час	21,093
Резерв ("+"/ Дефицит ("-"))	Гкал/час	3,038
	%	11,73%
Котельная "ЭЛТЕЗА"		
Установленная мощность	Гкал/час	3,353
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,353
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,063
то же в %	%	2
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,290
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,046
то же в %	%	1,5
Присоединенная нагрузка*	Гкал/час	3,025
Резерв ("+"/ Дефицит ("-"))	Гкал/час	0,22
	%	6,67
Котельная №22		
Установленная мощность	Гкал/час	2,168
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,168
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,017
то же в %	%	2,420
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,151
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,054
то же в %	%	7,7%
Присоединенная нагрузка*	Гкал/час	0,648
Резерв ("+"/ Дефицит ("-"))	Гкал/час	1,45
	%	67,33
Котельная №28		
Установленная мощность	Гкал/час	1,845
Располагаемая мощность	Гкал/час	1,845
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,010
то же в %	%	2,420
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1,835
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,006
то же в %	%	1,40%

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Присоединенная нагрузка*	Гкал/час	0,399
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	1,431
	%	78,0
Котельная №44		
Установленная мощность	Гкал/час	1,084
Располагаемая мощность	Гкал/час	1,084
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,003
то же в %	%	2,420
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1,081
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,010
то же в %	%	7,50%
Присоединенная нагрузка*	Гкал/час	0,125
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	0,95
	%	87,51

*На котельной «ЭЛТЕЗА» и котельных №№22, 28, 44 в качестве присоединенной нагрузки использовалась договорная нагрузка ввиду отсутствия сведений о фактическом потреблении тепловой энергии за 2022 год.

1.6.2. Баланс резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

В таблице 60 приведен перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии. На рисунках 42–43 дано графическое представление тепловой мощности нетто источников и ее резервов/дефицитов.

Таблица 60 – Перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии

Показатель	Размерность	Значение показателя
Котельная №6		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	8,59
	%	51,30%
Котельная №7		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	9,93
	%	42,42%
Котельная №9		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	8,13
	%	45,45%
Котельная №10		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	21,92
	%	23,86%
Котельная №11		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	31,05
	%	20,26%
Котельная №12		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	3,038
	%	11,73%
Котельная "ЭЛТЕЗА"		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	0,22
	%	6,67%
Котельная №22		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	1,4480862

Показатель	Размерность	Значение показателя
	%	67%
Котельная №28		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	1,431
	%	78,0%
Котельная №44		
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	0,95
	%	87,5%

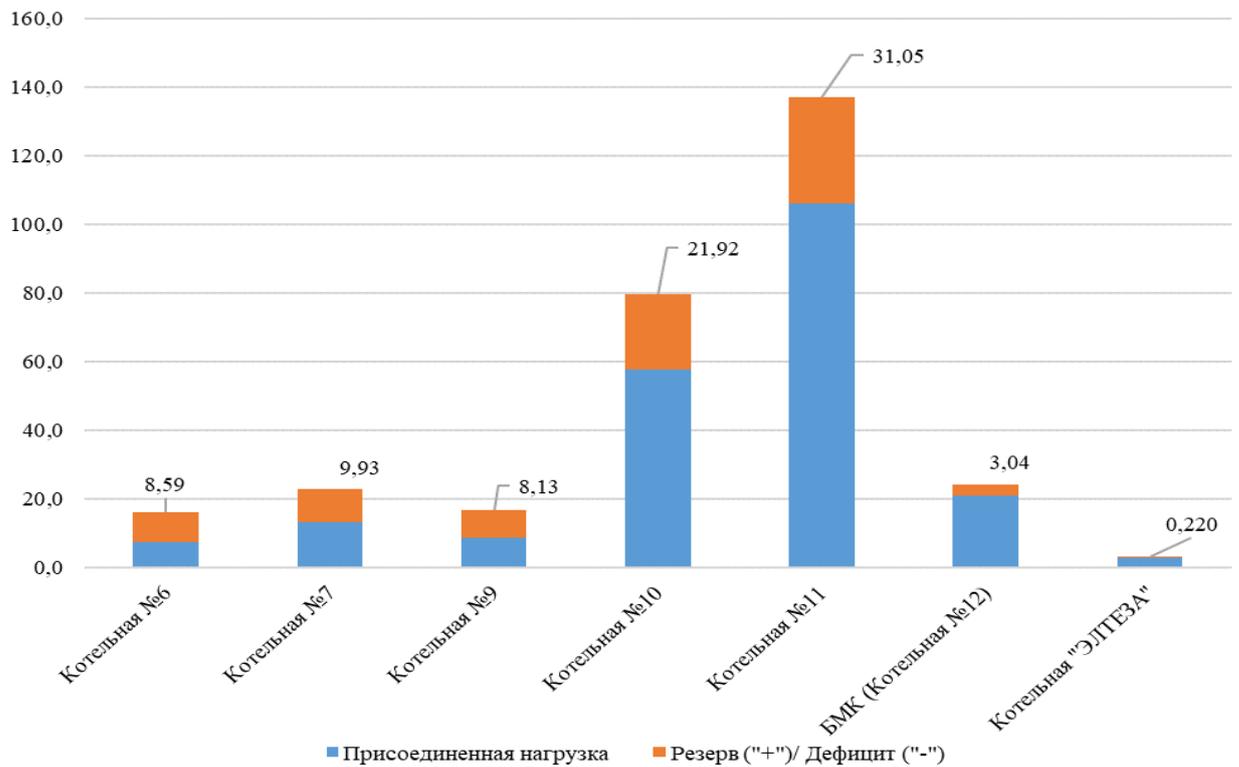


Рисунок 42 – Резервы и дефициты тепловой мощности нетто источников МУП "Тепловые сети" г. Гатчина и СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА"

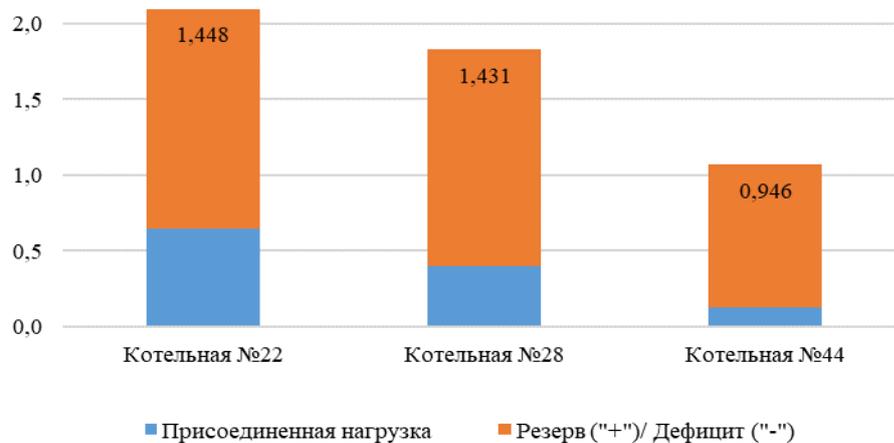


Рисунок 43 – Резервы и дефициты тепловой мощности нетто источников ОП "Санкт-Петербургское" ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"

Дефицит мощности на источниках МО не установлен – все источники имеют необходимый резерв установленной мощности.

1.6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой мощности от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя

Передача тепловой энергии потребителям от источников тепловой энергии осуществляется по тепловым сетям посредством сетевых насосов, установленных как на источниках теплоснабжения, так и в отдельно стоящих насосных станциях. Насосные станции установлены как на подающих, так и на обратных трубопроводах.

Параметры работы головных участков тепловых сетей от источников теплоснабжения г. Гатчина приведены в таблице 61. Располагаемый напор на выходе из котельных приведен в таблице 62.

Таблица 61 – Параметры работы головных участков источников

Источник	Р _{пр} /Р _{обр} (кг/см ²)		Подпитка min /max (м ³ /час)		Р _{пр} /Р _{обр} (кг/см ²)	Подпитка min/max (м ³ /час)
	Зимний период					
Котельная №6	4,6/2,0		5/20		-	-
	отопление	ГВС	отопление	ГВС	ГВС	
Котельная №7	4,8/3,4	3,2/1,6	0,4/1,4	4/6	3,2/1,6	1,5/4
Котельная №9	4,4/2,2	4,0/2,0	25/47	4/13	4,0/2,0	4/13
Котельная №10						
на Мариенбург	6,6/2,6		30/18		5,6/2,6	18/21
на Аэродром	5,4/2,0		21		5,2/2,6	20
Котельная №11						
на город	6,4/3,2		38/51		5,5/3,5	29/39
на Промзону 1	5,5/3,5		1		-	-
Котельная №12 (БМК)	7,5/3,0		20			
Котельная ПЭКП	6,0/3,0	6,0/2,5	-		-	-

Таблица 62 – Располагаемый напор на выходе из котельных

Источник	Располагаемы напор, м в. ст.	
	Отопление	ГВС
Котельная №6	26	-
Котельная №7	14	16
Котельная №9	22	20
Котельная №10 (на Мариенбург)	40	-
Котельная №10 (на Аэродром)	34	-
Котельная №11(на город)	32	-
Котельная №11(на Промзону 1)	20	-
Котельная №12 (БМК)	45	-
Котельная ПЭКП	30	35

Располагаемый напор в ряде участков тепловых сетей увеличивается посредством работы насосных станций. Давление теплоносителя до и после насосных

станций приведены в таблице 63.

Таблица 63 – Давление теплоносителя до и после насосных станций

Наименование насосной станции	Зимний период		Летний период	
	P ₁ до станции, кг/см ²	P ₂ после станции, кг/см ²	P ₁ до станции, кг/см ²	P ₂ после станции, кг/см ²
МУП "Тепловые сети" г. Гатчина				
ЦТП №1 Чехова	4,6	6,0	4,0	4,2
ЦТП №2 Рошинская	4,6	6,2	4,0	4,2
ЦТП №3 К. Маркса, 49 б (в сторону стадиона)	4,4	5,6	4,0	4,2
ЦТП №3 К. Маркса, 49 б (Достоевского)	4,4	6,0	4,0	4,2
ЦТП №4 (Глинки)	4,3	4,8	-	-
ЦТП №5 (Радищева)	5,0	6,2	4,0	4,2
ЦТП №6 (К.Маркса, 16)	4,8	5,4	4,0	4,2
ЦТП № 7 (ул. Рошинская, д.21)	4,8	6,2	-	-

Пьезометрические графики представлены в приложениях к Главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

1.6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения

В настоящее время, дефицит тепловой мощности ни на одном источнике МО «Город Гатчина» не выявлен.

1.6.5. Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности в зоны с дефицитом тепловой мощности

Резервы тепловой мощности нетто по источникам МО «Город Гатчина» составляют:

- резерв тепловой мощности нетто котельной №6 – 8,59 Гкал/ч;
- резерв тепловой мощности нетто котельной №7 – 9,93 Гкал/ч;
- резерв тепловой мощности нетто котельной №9 – 8,13 Гкал/ч;
- резерв тепловой мощности нетто котельной №10 – 21,92 Гкал/ч;

- резерв тепловой мощности нетто котельной №11 – 31,05 Гкал/ч;
- резерв тепловой мощности нетто котельной №12 – 3,025 Гкал/ч;
- резерв тепловой мощности нетто котельной «Элтеза» – 0,187 Гкал/ч;
- резерв тепловой мощности нетто котельной №22 – 1,3 Гкал/ч;
- резерв тепловой мощности нетто котельной №28 – 1,376 Гкал/ч;
- резерв тепловой мощности нетто котельной №44 – 0,916 Гкал/ч.

Ввиду отсутствия на территории города зон действия источников тепловой энергии с дефицитом тепловой мощности, расширение технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто не предполагается.

1.7. Балансы теплоносителя

1.7.1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя

1.7.1.1. МУП «Тепловые сети» г. Гатчина

На котельных МУП «Тепловые сети» г. Гатчина для восполнения потерь теплоносителя используют химически подготовленную воду. В процессе водоподготовки применяется один из основных процессов для удаления из воды примесей – двухступенчатое Na-катионирование. Исходная вода умягчается до величины жесткости 6,5–8,7 мкг-экв/дм³ и используется в качестве добавочной для компенсации потерь оборотной воды на унос, испарение и безвозвратное потребление на технологические нужды, включая подпитку теплосети.

Характеристики оборудования ХВО приведены в таблице 64.

Таблица 64 – Характеристики оборудования ХВО в МУП «Тепловые сети» г. Гатчина

Наименование источника	Наличие охладителя выпара	Общая жесткость воды, мг-экв/кг	Применяемый ионит (сульфоуголь/КУ-2) Жесткость воды, мг-экв/кг	Объём ХВ, поступившей на котельную в 2020 году, м ³	Расход воды на собств. нужды в 2020 году, м ³	Наличие бака взрыхления (да/нет)	Температура воды после подогревателя сырой (исходной) воды, град С	Энтальпия выпара из деаэратора, ккал/кг (заполнять при отсутствии охладителя выпара)
Котельная № 6	есть	6,5 – 7,5	Смесь катионита разных марок, I ст – 0,1 II ст – 0,015	4150	576	нет	не подогревается	-
Котельная № 7	есть	6,5 – 8,0	Смесь катионита разных марок, I ст – 0,1 II ст – 0,015	25200	1667	нет	не подогревается	-
Котельная № 9	есть	6,5 – 8,0	КУ-2-8 I ст – 0,1 II ст – 0,015	69467	5458,1	нет	не подогревается	-
Котельная № 10	есть	6,9 – 8,2	КУ-2-8 I ст – 0,1 II ст – 0,015	463000	82916,5	нет	не подогревается	-
Котельная № 11	есть	7,0 – 8,7	КУ-2-8 I ст – 0,1 II ст – 0,015	1178286	284445,6	нет	не подогревается	-
Котельная № 12	нет	6,5 – 8,0	катионит Dowex Marathon C I ст – 0,7; II ст – 0,25	2508	202	нет	не подогревается	-

Котельная №6

Установка ХВО предназначена для обработки воды, поступающей на подпитку тепловой сети, работающей по закрытой схеме теплоснабжения. Исходная вода последовательно проходит две ступени умягчения на натрий-катионитовых фильтрах и направляется на деаэрацию.

Установка ХВО состоит из трех натрий-катионитовых фильтров Ду 1000 мм, работающих по двухступенчатой схеме умягчения. Технологическая схема организована так, что все фильтры могут работать как по первой, так и по второй ступени умягчения. Фильтры оборудованы манометрами и пробоотборными устройствами на линиях входа и выхода воды из фильтра.

Регенерация фильтров осуществляется раствором поваренной соли. Регенерационный раствор соли готовится в ячейке мокрого хранения соли, из которой солевой раствор солевым насосом подается в бак-мерник. На фильтры раствор соли поступает самотеком. Солевое хозяйство состоит из ячейки мокрого хранения соли, солевого насоса, бака-мерника. Взрыхление и отмывка фильтра осуществляется исходной водой.

Котельная №7

Установка ХВО предназначена для обработки воды, поступающей на подпитку тепловой сети и системы ГВС и умягчения воды для питания паровых котлов Е 1/9.

В котельной установлено следующее химводоподготовительное оборудование:

- натрий-катионитовый фильтр D 1500 мм (ст.№1) – 1 шт.
- натрий-катионитовый фильтр D 1000 мм (ст.№2,3,4,5) – 4 шт.

Фильтры загружены смесью катионита разных марок.

- ячейка мокрого хранения соли объемом 7,5 м³;
- бак-мерник объемом 1 м³ -2шт;
- солевой насос типа КМ – 80 – 2шт.

Исходной водой является вода городского водопровода, которая с давлением 3,0 – 3,6 кгс/см² поступает на натрий-катионитовую установку, где происходит ее умягчение. Установка состоит из четырех натрий-катионитовых фильтров

Ду 1000 мм и одного фильтра Ду 1500 мм, работающих по двухступенчатой схеме умягчения. Фильтры загружены смесью катионита разных марок.

По существующей схеме часть химочищенной воды после первой ступени умягчения направляется на деаэрацию для дальнейшей подпитки системы ГВС и отопления. Другая часть воды проходит вторую ступень умягчения и поступает на питание паровых котлов Е 1/9 Г-2 ст.№№2,3. Технологическая схема организована так, что все фильтры могут работать как по первой, так и по второй ступени умягчения. Регенерация фильтров осуществляется раствором поваренной соли. Концентрированный раствор соли готовится в ячейке мокрого хранения соли, из которой солевой раствор солевым насосом подается в бак-мерник и далее на фильтры.

Солевое хозяйство состоит из ячейки мокрого хранения соли, солевого насоса, бака-мерника. Взрыхление и отмывка фильтра от продуктов регенерации осуществляется исходной водой.

Котельная №9

Установка ХВО предназначена для обработки воды, поступающей на подпитку тепловой сети и системы ГВС и умягчения воды для питания паровых котлов ДКВр 10/13. Источником водоснабжения котельной является вода городского водопровода, которая поступает на натрий-катионитовую установку, где происходит ее умягчение.

В котельной установлено следующее химводоподготовительное оборудование:

- натрий-катионитовый фильтр D 1500 мм (ст.№1,2,3,4) – 4 шт.
- Фильтры загружены катионитом КУ-2-8.
- ячейка мокрого хранения соли;
 - бак-мерник объемом 1 м³ – 4 шт.;
 - солевой насос – 2 шт.

ХВО включает в себя четыре натрий-катионитовых фильтра $d = 1,5$ м, работающих по двухступенчатой схеме умягчения. Технологическая схема организована так, что все фильтры могут работать как по первой, так и по второй ступени умягчения. Фильтрующим материалом во всех фильтрах является катионит КУ-2-8.

По существующей схеме часть химочищенной воды после первой ступени умягчения направляется на деаэрацию для дальнейшей подпитки системы ГВС и отопления. Другая часть воды проходит вторую ступень умягчения и после деаэратора поступает на питание паровых котлов ДКВр 10/13 ст.№№1,3.

Регенерация фильтров осуществляется раствором поваренной соли. Концентрированный раствор соли готовится в ячейке мокрого хранения соли, из которой солевой раствор солевым насосом подается в бак-мерник. Для подачи регенерационного раствора на фильтры используется тот же насос.

Солевое хозяйство состоит из ячейки мокрого хранения соли, солевого насоса, бака-мерника. Взрыхление и отмывка фильтра от продуктов регенерации осуществляется исходной водой.

Котельная №10

Водоснабжение котельной осуществляется из четырех артезианских скважин, расположенных на прилегающей территории. Сырая вода отстаивается в двух подземных емкостях объемом 2000 м³ каждая. Далее осветленная вода поступает в здание котельной, а часть ее через пункт хлорирования на молокозавод "Галактика". Умягчение воды осуществляется на натрий-катионитовых установках.

Исходная вода при помощи повысительных насосов типа Д-200-36 (2 шт.) либо помимо них сначала поступает на натрий-катионитовую установку водогрейной части, состоящую из трех фильтров диаметром 3000 мм, одного диаметром 2600 мм и одного диаметром 2000 мм, схема умягчения – одноступенчатая. На фильтрах водогрейной части происходит умягчение воды до 30–60 мкг-экв/л, которая, пройдя через атмосферные деаэраторы, затем используется для нужд отопления и ГВС.

Часть умягченной воды после фильтров водогрейной части отводится на натрий-катионитовую установку паровой части котельной, состоящую из четырех фильтров диаметром 1500 мм, схема умягчения – двухступенчатая. На фильтрах паровой части вода умягчается до 5 – 15 мкг-экв/л и, пройдя деаэрацию, является питательной водой паровых котлов ДКВр 10/13 (ст.№№1,2,3,4,5).

Все фильтры, установленные в котельной, загружены катионитом КУ-2-8.

Регенерация фильтров осуществляется раствором поваренной соли. Концентрированный раствор соли готовится в ячейке мокрого хранения соли

объемом 30 м³, из которой солевой раствор соевыми насосами типа X 100-80-160 (2 шт.) подается в баки-мерники №№1,2,3,4 (объемом V1 – 9,0 м³; V2 – 5,0 м³; V3 – 7,4 м³; V4 – 5,0 м³).

Ячейка мокрого хранения соли разделена на два отсека, соединенных перепускной трубой. Для приготовления солевого раствора предусмотрено барботажное перемешивание концентрированного раствора в "грязном" отсеке при помощи сжатого воздуха, подаваемого в расположенные в нижней части "грязного" отсека перфорированные трубы. Для подогрева раствора используется вода непрерывной продувки паровых котлов, проходящая через змеевик, расположенный в нижней части "грязного" отсека.

Для подачи регенерационного раствора на фильтры используются те же насосы. Взрыхление и отмывка фильтра от продуктов регенерации осуществляется исходной водой.

Котельная №11

Водоснабжение котельной осуществляется из четырех артезианских скважин, расположенных на прилегающей территории.

Исходная вода сначала поступает на натрий-катионитовую установку водогрейной части, где происходит ее умягчение. Установка состоит из четырех натрий-катионитовых фильтров диаметром 3000 мм и двух фильтров диаметром 2600 мм, работающих по одноступенчатой схеме умягчения. На фильтрах водогрейной части происходит умягчение воды до 30–9 мкг-экв/л, которая направляется на деаэрацию и затем используется для нужд отопления и ГВС.

Часть умягченной воды после фильтров первой ступени проходит вторую ступень умягчения на натрий-катионитовых фильтрах диаметром 1500 мм (4 шт.) и после деаэратора поступает на питание паровых котлов ДЕ 25/14 (2 шт.) и ДКВр 10/13 (2 шт.).

Все натрий-катионитовые фильтры, установленные в котельной, загружены катионитом КУ-2-8.

Регенерация фильтров осуществляется раствором поваренной соли, для приготовления которого используется следующее оборудование:

- ячейка мокрого хранения соли объемом 10 м³;

- ячейка мокрого хранения соли объемом 30 м³;
- солерастворитель D 1000 мм (в качестве механического фильтра) – 1 шт.;
- бак-мерник раствора соли рабочим объемом 6,3 м³;
- бак-мерник раствора соли рабочим объемом 0,53 м³;
- солевой насос – 2шт.;
- эжектор соли – 1 шт.

Концентрированный раствор соли готовится в ячейках мокрого хранения соли, из которых солевой раствор с концентрацией 17–23% соевыми насосами через солерастворитель, который используется в качестве механического фильтра, подается в бак-мерник и далее путем разбавления водой с помощью эжектора солевого раствора на фильтры с концентрацией 5–8%. Взрыхление и отмывка фильтра от продуктов регенерации осуществляется исходной водой.

Котельная 12

Двухступенчатая система ХВО непрерывного действия на основе триплексных систем умягчения WWSA – 4272 DMG/ WWSA – 2472 DML предназначена для обработки воды, поступающей на подпитку тепловой сети, работающей по закрытой схеме теплоснабжения, и котлового контура водогрейных котлов типа «Lavart».

В блочно-модульной котельной установлено следующее химводоподготовительное оборудование:

- натрий-катионитовый фильтр D 1000 мм – 3 шт.
- натрий-катионитовый фильтр D 600 мм – 3 шт.

Фильтры загружены катионитом марки Dowex Marathon C.

- бак-мерник объемом 1, 14 м³ воды/ 960 кг соли;
- бак-мерник объемом 0,549 м³ воды/ 435 кг соли.

Исходной водой для натрий – катионитной установки является вода из скважины НИЦ «Курчатовский институт» – ПИЯФ.

Исходная вода поступает на натрий – катионитовую установку непрерывного действия, где происходит её умягчение. Установка состоит из трех

натрий-катионитовых фильтров Ду 1000 мм, работающих по первой ступени умягчения, и трех натрий-катионитовых фильтров Ду 600 мм, осуществляющих вторую ступень умягчения.

Фильтры загружены сильнокислотным катионитом марки Dowex Marathon C.

Умягченная вода поступает в котловой контур водогрейных котлов типа «Lavart», а также в аккумуляторный бак для дальнейшей подпитки системы теплоснабжения.

Регенерация фильтрующей загрузки осуществляется автоматически раствором поваренной соли. Регенерационный раствор соли готовится в баках-мерниках.

Взрыхление и отмывка от продуктов регенерации фильтров первой ступени осуществляется исходной водой, а фильтров второй ступени – умягченной водой от фильтров первой ступени.

1.7.1.2. Котельная "ЭЛТЕЗА"

Водоснабжение котельной осуществляется из городских сетей водоснабжения г. Гатчина. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 65.

Таблица 65 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Элтеза»

Наименование источника	Наличие охладителя пара	Общая жесткость воды, мг-экв/кг	Применяемый ионит, жесткость воды, мг-экв/кг	Средний расход воды на ХВО в расчетном периоде	Наличие бака взрыхления (да/нет)	Температура воды после подогревателя сырой (исходной) воды, °С
Источник №1	–	7,5	–	3,42	нет	80 °С

1.7.1.3. ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"

Котельная №22

Данные о водоподготовке и технические характеристики установки ХВО не предоставлены.

Котельная №28

Данные о водоподготовке и технические характеристики установки ХВО не предоставлены.

Котельная №44

Данные о водоподготовке и технические характеристики установки ХВО не предоставлены.

Балансы производительности водоподготовительных установок составляются в соответствии с требованиями действующих нормативных документов, чьи требования распространяются на проектирование, строительство и эксплуатацию объектов систем теплоснабжения:

- СП 124.13330.2012 "Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003";
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утв. приказом Минэнерго РФ от 4 октября 2022 года N 1070);
- Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. № 115);
- Порядок определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя (утв. Приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 325).

Согласно Порядку определения нормативов технологических потерь, при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденному Приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 325, для систем теплоснабжения нормируются технологические затраты и технологические потери теплоносителя.

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

– технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

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

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать технологические потери и затраты сетевой воды в системе теплоснабжения.

Среднегодовая утечка теплоносителя ($\text{м}^3/\text{ч}$) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения. Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Для компенсации этих расчетных технологических затрат сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования, которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов. Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды (G_M) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром (D_y) не должен превышать значений, приведенных в Таблице 3 П. 6.16 СП 124.13330.2012 "Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003", либо ниже при условии такого согласования. При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть ниже указанных расходов.

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , $\text{м}^3/\text{ч}$) составляет:

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

где G_M – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой сети, принимаемый по таблице 3 П. 6.16 СП 124.13330.2012 "Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003";

V_{TC} – объем воды в системах теплоснабжения, m^3 .

Для открытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , $m^3/ч$) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{TC} + G_{ГВМ},$$

где $G_{ГВМ}$ – максимальный расход воды на горячее водоснабжение, m^3 .

Расчетная производительность водоподготовительных установок теплоисточников г. Гатчина приведена в таблице 66.

Таблица 66 – Расчетная производительность водоподготовительных установок теплоисточников г. Гатчина

Наименование величины	Ед. измерения	Котельная №6	Котельная №7	Котельная №9	Котельная №10	Котельная №11	Котельная №12
Располагаемая производительность ВПУ	$m^3/ч$	14	40	100	144	250	40
Потери располагаемой производительности	%	30	20	30	20	10	
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	0	3	2	3	3	
Емкость баков аккумуляторов	m^3	0	30	25	1000	1000	
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	$m^3/ч$	1,1	4,1	9,5	81,5	201,5	2,2
Нормативные утечки теплоносителя	$m^3/ч$	0,492	0,640	0,578	6,264	11,470	1,806
Сверхнормативные утечки теплоносителя	$m^3/ч$				25	50	
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	$m^3/ч$	0,59	3,41	8,91	50,21	139,99	0,37
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	$m^3/ч$	10	15	15	100	250	35
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	$m^3/ч$	12,9	35,9	90,5	62,5	48,5	37,8
Доля резерва	%	92%	90%	91%	43%	19%	95%

Большинство источников тепловой энергии имеют резерв производительности ВПУ, необходимый для возможности восполнения технологических потерь теплоносителя, включающих 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.

1.7.2. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 г. №116-ФЗ в качестве аварии тепловой сети рассматривает лишь повреждение трубопровода тепловой сети, которое приводит к перерыву теплоснабжения на срок не менее 36 ч. Таким образом, к аварии приводит существенное повреждение трубопровода, при котором утечка теплоносителя является фактически не компенсируемой. При такой аварийной утечке требуется неотложное отключение поврежденного участка. Нормируя аварийную подпитку, составители СНиП имели в виду инцидентную подпитку, которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов тепловой сети. Согласно требованию СП 124.13330.2012 "Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003", для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения, если другое не предусмотрено проектными либо эксплуатационными решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Максимальный расход аварийной подпитки систем теплоснабжения г. Гатчина приведен в таблице 67.

Таблица 67 – Максимальный расход аварийной подпитки систем теплоснабжения г. Гатчина

Наименование источника системы теплоснабжения	Максимальный расход дополнительной аварийной подпитки, м³/ч
Котельная №6	10
Котельная №7	15
Котельная №9	15
Котельная №10	200
Котельная №11	250
Котельная №12	35

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1. Виды и количество используемого основного топлива

На территории г. Гатчина функционирует 10 источников тепловой энергии.

- котельная №6 (ул. Хохлова, д.33а);
- котельная №7 (ул. Рощинская, д.15а, корп.5);
- котельная №9 (пр. Красноармейский, д.2а);
- котельная №10 (Промзона №2, квартал 2, площадка 2, корп. 1);
- котельная №11 (ул. Индустриальная, д.1);
- котельная №12 (ул. Рощинская, д.35а);
- котельная "ЭЛТЕЗА" (Матвеева, д. 48);
- котельная №22 (Киевское шоссе, д. 6б);
- котельная №28 (г-н Мариенбург, п. Гатчина-1);
- котельная №44 (ул. Комсомольцев-Подпольщиков, д. 1а).

В 2022 г была закрыта котельная «ПЭКП» (г. Гатчина, ул. Киргетова 21 а).

На всех источниках в качестве основного топлива используется природный газ, за исключением котельных ОП "Санкт-Петербургское «АО «ГУ ЖКХ», где в качестве основного топлива используется уголь.

На котельных №№ 10 и 11 имеется резервное топливо - мазут марки М-100.

1.8.1.1. Виды и количество используемого основного топлива на котельных МУП «Тепловые сети» г.Гатчина

На котельных МУП «Тепловые сети» г. Гатчина в качестве основного топлива используется природный газ. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельные, составляет 8150 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельных за 2018–2022 гг. представлены в таблице 68. Динамика потребления топлива на источниках представлена в виде диаграммы на рисунке 44.

Таблица 68 – Топливо-энергетические балансы котельных МУП «Тепловые сети» г.Гатчина

№п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Котельная №6							
1	Расход основного топлива - природный газ	тыс.куб.м	3391,78	3229,942	3006,813	3229,71	3119,2
2.	Выработка тепловой энергии	Гкал	24309,61	23305,14	21628,02	23426,52	22524,6
3.	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	159,1	157,9	158,4	159,92	161,2
Котельная №7							
1	Расход основного топлива - природный газ	тыс.куб.м	4795,754	4918,331	4607,934	5562,47	5250,7
2.	Выработка тепловой энергии	Гкал	34188,16	35853,64	34074,26	41252,64	38308,6
3.	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	159,9	156,3	154,1	156,41	159,5
Котельная №9							
1	Расход основного топлива - природный газ	тыс.куб.м	3751,733	3717,673	3685,631	4205,43	4096,9
2.	Выработка тепловой энергии	Гкал	26890,63	26763,85	26625,15	30366,27	29227,2
3.	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	159,1	158,3	157,8	160,65	163,1
Котельная №10							
1	Расход основного топлива - природный газ	тыс.куб.м	29723,48	29474,43	28856,68	33992,53	32605,6
2.	Выработка тепловой энергии	Гкал	214147,29	213378,56	209258,06	246107,23	236878,4
3.	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	158,2	157,4	157,2	160,22	160,2
Котельная №11							
1	Расход основного топлива - природный газ	тыс.куб.м	48666,96	49445,59	49276,98	55653,17	54993,5
2.	Выработка тепловой энергии	Гкал	350596,9	358731,33	358238,86	402706,21	400534,4
3.	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	158,2	157,1	156,8	160,31	159,8
Котельная №12							
1	Расход основного топлива - природный газ	тыс.куб.м		4546,582	5895,037	7911,19	8112,1
2.	Выработка тепловой энергии	Гкал		33802,15	44558,6	59923,38	61805,8
3.	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал		153,3	150,8	153,15	152,8
Котельная ПЭКП (закрыта в 2022 году)							
1	Расход основного топлива - природный газ	тыс.куб.м	658,121	2207,5	1845,23	2028,21	889,8
2.	Выработка тепловой энергии	Гкал	4671	16029,77	13507,93	14849,32	6579,0
3.	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	162,33	156,9	155,7	158,44	157,4

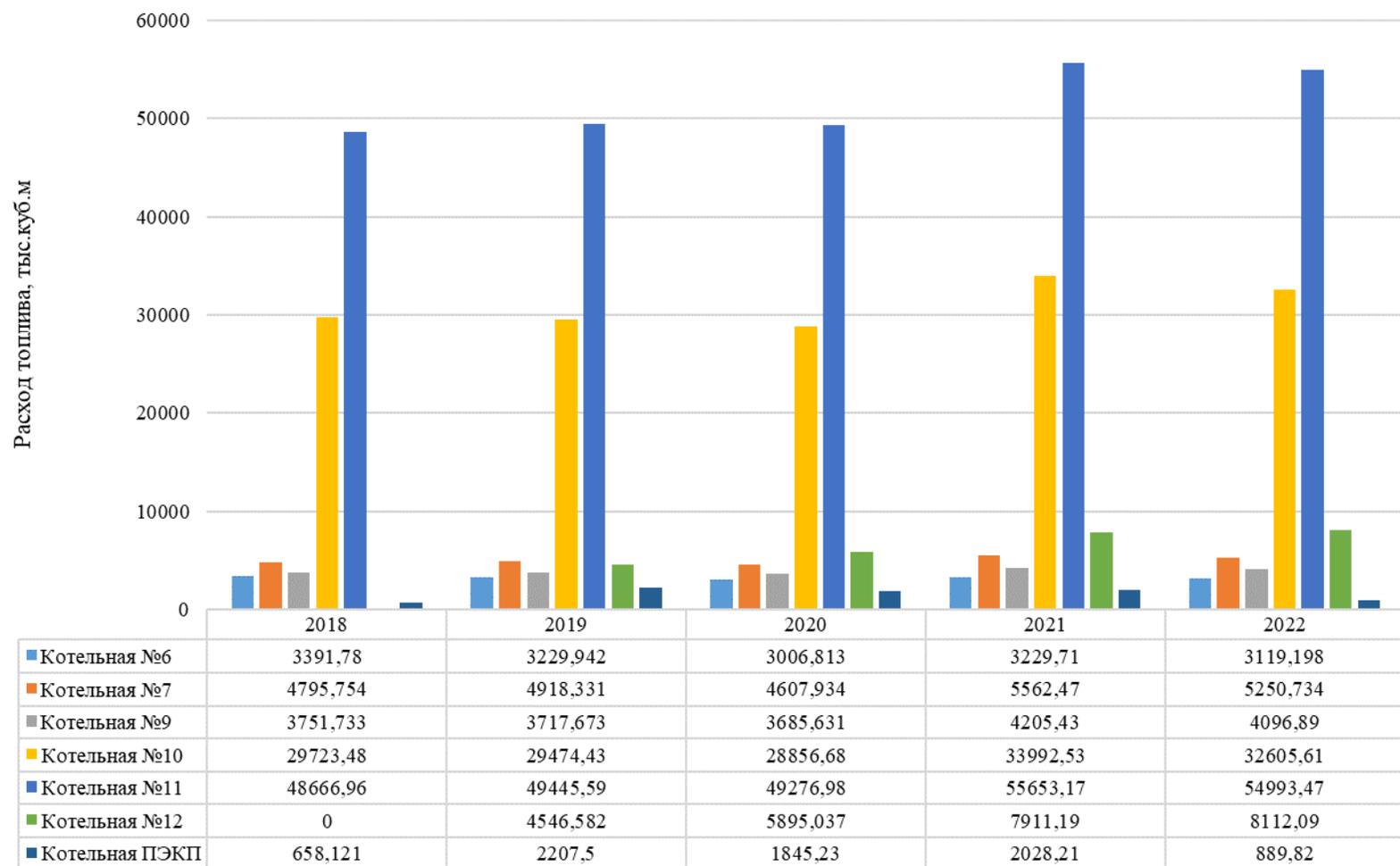


Рисунок 44. Динамика потребления топлива по котельным МУП «Тепловые сети» г. Гатчина

1.8.1.2. Виды и количество используемого основного топлива котельной "ЭЛТЕЗА"

На котельной «ЭЛТЕЗА» в качестве основного топлива используется природный газ. Калорийность природного газа составляет 8094 ккал/кг.

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной "ЭЛТЕЗА" за 2014–2015 гг. представлены в таблице 69.

За 2018 год на нужды населения было выработано и отпущено в сеть 437,4 Гкал тепловой энергии, при этом на котельной потрачено 53,3 тыс. м³ природного газа. Удельный расход условного топлива составил 166,12 кг у.т./Гкал.

Топливо-энергетические балансы за 2019-2022 гг. отсутствуют.

Таблица 69 – Топливо-энергетические балансы котельной "ЭЛТЕЗА"

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измер.	2014	2015											
				01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
1	Расход топлива														
1.1	газообразного	тыс. куб.м	676,35	95,477	90,554	92,852	78,509	12,716	5,105	5,314	6,492	8,558	67,453	73,751	94,355
1.2	твердого топлива	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	жидкого	т	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Производство тепловой энергии	Гкал	4535,544	640,258	607,244	622,655	526,472	83,428	34,234	35,635	43,535	57,389	452,332	494,566	632,734
3	Собственные нужды	Гкал	52,40	6,76	6,80	7,28	6,07	0,84	0,52	0,53	0,65	0,86	5,14	5,57	7,71
4	Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	4483,144	633,498	600,444	615,375	520,402	82,588	33,714	35,105	42,885	56,529	447,192	488,996	625,024

1.8.1.3. Виды и количество используемого основного топлива котельной ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"

На котельных ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" в качестве основного топлива используется уголь. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельных ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" не предоставлены.

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

Резервное топливо используется только на котельных №10 и №11 – мазут марки М-100, информация о потреблении которого в 2022 году отсутствует.

Аварийное топливо имеется на котельной №7 и на новом источнике БМК (котельная №12) – дизельное топливо.

1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Газоснабжение потребителей городского поселения осуществляется природным газом от газораспределительных станций «Гатчина» и «Новый свет». Технические характеристики ГРС приведены в таблице ниже.

Таблица 70. Технические характеристики ГРС

Наименование ГРС	Тип ГРС	Год ввода в эксплуатацию	Проектное выходное давление, по выходам, МПа	Проектная производительность ГРС, тыс. куб. м/ч	Максимальная достигнутая загрузка, тыс. куб. м / ч
ГРС Гатчина	Урожай-50	2008	0,59	66,5	34,0
ГРС Новый Свет	ИП	1973	0,59	72,0	37,0
			0,29		

Подача газа потребителям осуществляется по трехступенчатой схеме: высокого, среднего и низкого давления. Для снижения давления газа установлены ГРП, ГРПШ.

Техническое состояние сетей и сооружений системы газоснабжения удовлетворительное. Природный газ используется на коммунально-бытовые,

промышленные нужды и в качестве топлива на котельных.

В настоящее время, годовой расход газа по МО «Город Гатчина» составляет около 149,5 млн. куб. м / год, в том числе:

- населением – 15,95 млн. куб. м / год;
- теплоснабжающими предприятиями (котельными) – 115,0 млн. куб. м/год;
- промышленностью – 19,0 млн. куб. м / год.

Поставки природного газа на территорию МО осуществляет ООО "Газпром трансгаз Санкт-Петербург" филиал – Северное ЛПУМГ. Калорийность природного газа составляет 8050 - 8207 ккал/кг.

1.8.4. Использование местных видов топлива

Местные виды топлива на источниках МО «Город Гатчина» не используются.

1.9. Надежность теплоснабжения

1.9.1. Общие положения

1. Настоящая методика по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения, разработана в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, №34, ст. 4734).

2. Для оценки надежности системы теплоснабжения используются следующие показатели установленные в соответствии с пунктом 123 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808:

- интенсивность отказов систем теплоснабжения;
- относительный аварийный недоотпуск тепла;
- надежность электроснабжения источников тепловой энергии;
- надежность водоснабжения источников тепловой энергии;
- надежность топливоснабжения источников тепловой энергии;
- соответствие тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей;
- уровень резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания или устройства перемычек;
- техническое состояние тепловых сетей, характеризуемое наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов;
- готовность теплоснабжающих организаций к проведению аварийно-восстановительных работ в системах теплоснабжения, которая базируется на показателях укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом, оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием, наличия основных материально-технических ресурсов, а также укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания для ведения аварийно-восстановительных работ.

3. В методике используются понятия, термины и определения,

установленные законодательством Российской Федерации, регулирующим правоотношения в сфере теплоснабжения и горячего водоснабжения.

1.9.2. Анализ и оценка надежности системы теплоснабжения

1. Надежность системы теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

2. Показатели надежности системы теплоснабжения:

а) показатель надежности электроснабжения источников тепловой энергии ($K_э$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

$K_э=1,0$ – при наличии резервного электроснабжения;

$K_э=0,6$ – при отсутствии резервного электроснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_э^{общ} = \frac{Q_i * K_э^{уст.i} + \dots + Q_n * K_э^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (1)$$

где $K_э^{уст.i}$, $K_э^{уст.n}$ - значения показателей надежности отдельных источников тепловой энергии;

$$Q_i = \frac{Q_{факт}}{t_ч}, \quad (2)$$

где Q_i , Q_n - средние фактические тепловые нагрузки за предшествующие 12 месяцев по каждому i -му источнику тепловой энергии;

$t_ч$ – количество часов отопительного периода за предшествующие 12 месяцев.

n – количество источников тепловой энергии.

б) показатель надежности водоснабжения источников тепловой энергии ($K_в$) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

$K_в = 1,0$ – при наличии резервного водоснабжения;

$K_в = 0,6$ – при отсутствии резервного водоснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_e^{общ} = \frac{Q_i * K_e^{уст.i} + \dots + Q_n * K_e^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (3)$$

где $K_e^{уст.i}$, $K_e^{уст.n}$ - значения показателей надежности отдельных источников тепловой энергии.

в) показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии (K_m) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

$K_m = 1,0$ – при наличии резервного топливоснабжения;

$K_m = 0,5$ – при отсутствии резервного топливоснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_m^{общ} = \frac{Q_i * K_m^{уст.i} + \dots + Q_n * K_m^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (4)$$

где $K_m^{уст.i}$, $K_m^{уст.n}$ - значения показателей надежности отдельных источников тепловой энергии.

г) показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей (K_{δ}) характеризуется долей (%) тепловой нагрузки, не обеспеченной мощностью источников тепловой энергии и/или пропускной способностью тепловых сетей:

$K_{\delta} = 1,0$ – полная обеспеченность;

$K_{\delta} = 0,8$ – не обеспечена в размере 10% и менее;

$K_{\delta} = 0,5$ – не обеспечена в размере более 10%.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_{\delta}^{общ} = \frac{Q_i * K_{\delta}^{уст.i} + \dots + Q_n * K_{\delta}^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (5)$$

где $K_{\delta}^{уст.i}$, $K_{\delta}^{уст.n}$ - значения показателей надежности отдельных источников тепловой энергии.

д) показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройства перемычек (K_p), характеризуемый отношением резервируемой расчетной тепловой нагрузки к сумме расчетных тепловых нагрузок (%), подлежащих резервированию согласно схеме

теплоснабжения поселений, городских округов, выраженный в %:

Оценку уровня резервирования (K_p):

- от 90% до 100% – $K_p = 1,0$;
- от 70% до 90% включительно – $K_p = 0,7$;
- от 50% до 70% включительно – $K_p = 0,5$;
- от 30% до 50% включительно – $K_p = 0,3$;
- менее 30% включительно – $K_p = 0,2$.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_p^{общ} = \frac{Q_i * K_p^{уст.и} + \dots + Q_n * K_p^{уст.н}}{Q_i + Q_n}, \quad (6)$$

где $K_p^{уст.и}$, $K_p^{уст.н}$ - значения показателей надежности отдельных источников тепловой энергии.

е) показатель технического состояния тепловых сетей (K_c), характеризующий долю ветхих, подлежащих замене трубопроводов, определяется по формуле:

$$K_c = \frac{S_c^{экс.л} - S_c^{ветх}}{S_c^{экс.л}}, \quad (7)$$

где $S_c^{экс.л}$ - протяженность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации;

$S_c^{ветх}$ - протяженность ветхих тепловых сетей, находящихся в эксплуатации.

ж) показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк.мс}$), характеризующий количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением:

$$I_{отк.мс} = \frac{n_{отк}}{S} [1/(км*год)], \quad (8)$$

где $n_{отк}$ – количество отказов за предыдущий год;

S – протяженность тепловой сети (в двухтрубном исчислении) данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{отк.мс}$) определяется показатель надежности тепловых сетей ($K_{отк.мс}$):

до 0,2 включительно – $K_{отк.мс} = 1,0$;

от 0,2 до 0,6 включительно – $K_{отк.мс} = 0,8$;

от 0,6 до 1,2 включительно - $K_{откл.теп} = 0,6$;

свыше 1,2 - $K_{откл.теп} = 0,5$.

з) показатель относительного аварийного недоотпуска тепла ($K_{нед}$) в результате внеплановых отключений теплопотребляющих установок потребителей определяется по формуле:

$$Q_{нед} = \frac{Q_{откл} * 100}{Q_{факт}} [\%], \quad (9)$$

где

$Q_{откл}$ – недоотпуск тепла;

$Q_{факт}$ – фактический отпуск тепла системой теплоснабжения.

В зависимости от величины относительного недоотпуска тепла ($Q_{нед}$) определяется показатель надежности ($K_{нед}$):

до 0,1% включительно - $K_{нед} = 1,0$;

от 0,1% до 0,3% включительно - $K_{нед} = 0,8$;

от 0,3% до 0,5% включительно - $K_{нед} = 0,6$;

от 0,5% до 1,0% включительно - $K_{нед} = 0,5$;

свыше 1,0% - $K_{нед} = 0,2$.

и) показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом (K_n) определяется как отношение фактической численности к численности по действующим нормативам, но не более 1,0.

к) показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием (K_m) принимается как среднее отношение фактического наличия к количеству, определенному по нормативам, по основной номенклатуре:

$$K_m = \frac{K_m^f + K_m^n}{n}, \quad (10)$$

где K_m^f , K_m^n - показатели, относящиеся к данному виду машин, механизмов, оборудования;

n – число показателей, учтенных в числителе.

л) показатель наличия основных материально-технических ресурсов ($K_{тр}$) определяется аналогично по формуле (10) по основной номенклатуре ресурсов (трубы, компенсаторы, арматура, сварочные материалы и т.п.). Принимаемые для определения значения общего $K_{тр}$ частные показатели не должны превышать 1,0.

м) показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания ($K_{уст}$) для ведения аварийно-восстановительных работ вычисляется как отношений фактического наличия данного оборудования (в единицах мощности – кВт) к потребности.

н) показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению аварийно восстановительных работ в системах теплоснабжения (общий показатель) базируется на показателях:

- укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом;
- оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием;
- наличия основных материально-технических ресурсов;
- укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания для ведения аварийно-восстановительных работ.

Общий показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению восстановительных работ в системах теплоснабжения к выполнению аварийно-восстановительных работ определяется следующим образом:

$$K_{\text{гот}} = 0,25 * K_n + 0,35 * K_m + 0,3 * K_{mp} + 0,1 * K_{уст} \quad (11)$$

Общая оценка готовности дается по категориям, приведенным в таблице 71.

Таблица 71 – Определение общего показателя готовности

$K_{\text{гот}}$	$K_n; K_m; K_{mp}$	Категория готовности
0,85-1,0	0,75 и более	удовлетворительная готовность
0,85-1,0	до 0,75	ограниченная готовность
0,7-0,84	0,5 и более	ограниченная готовность
0,7-0,84	до 0,5	неготовность
менее 0,7	-	неготовность

3. Оценка надежности систем теплоснабжения.

а) оценка надежности источников тепловой энергии.

В зависимости от полученных показателей надежности $K_э$, $K_в$, K_m и источники тепловой энергии могут быть оценены как:

надежные - при $K_э=K_в=K_m=1$;

малонадежные - при значении меньше 1 одного из показателей $K_э$, $K_в$, K_m .

ненадежные - при значении меньше 1 у 2-х и более показателей $K_э$, $K_в$, K_m .

б) оценка надежности тепловых сетей.

В зависимости от полученных показателей надежности тепловые сети могут

быть оценены как:

высоконадежные: более 0,9;

надежные: 0,75–0,9;

малонадежные: 0,5–0,74;

ненадежные: менее 0,5.

в) оценка надежности систем теплоснабжения в целом.

Общая оценка надежности системы теплоснабжения определяется исходя из оценок надежности источников тепловой энергии и тепловых сетей:

$$K_{над} = \frac{K_э + K_в + K_т + K_б + K_р + K_с + K_{отк.мс} + K_{нед}}{8} \quad (12)$$

Общая оценка надежности системы теплоснабжения определяется как наихудшая из оценок надежности источников тепловой энергии и тепловых сетей.

1.9.3. Расчет показателей надежности системы теплоснабжения г. Гатчина

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной №6 представлены в таблице 72.

Таблица 72 – Показатели надежности системы теплоснабжения котельной №6

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	0,6
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	0,3
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0,24
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	1
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_л$	1
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	1
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	1
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	1
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	1

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,71$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной №6

попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система ненадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной №7 представлены в таблице 73.

Таблица 73 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной 7

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	0,6
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	1
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	0,2
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0,35
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	1
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	1
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	1
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	1
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	1
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	1

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,77$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной №7 попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система ненадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной №9 представлены в таблице 74.

Таблица 74 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной 9

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	0,6
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	0,2
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0,25
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	1
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	1
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами	K_m	1

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
	и оборудованием		
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	1
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	K_3	1
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	1

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной №9 попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система ненадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной №10 представлены в таблице 75.

Таблица 75 – показатели надежности системы теплоснабжения от котельной №10

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	K_3	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	1
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	0,2
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0,27
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	1
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_п$	1
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	1
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	1
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	K_3	1
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	1

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,81$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной №10 попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система надежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения котельной №11 представлены в таблице 76.

Таблица 76 – Показатели надежности системы теплоснабжения котельной №11

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	K_3	1

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	K_e	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	K_m	1
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	K_b	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	K_p	0,2
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	0,31
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	1
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	1
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	1
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	1
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	1
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	1

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,81$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной №11 попадает в область надежных. Если исходить из наихудшего показателя, то система надежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения котельной №12 представлены в таблице 77.

Таблица 77 – Показатели надежности системы теплоснабжения котельной №12

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	K_e	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	K_m	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	K_b	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	K_p	1
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	0,14
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	1
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	1
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	1
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	1
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	1
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	1

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,83$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной №12

попадает в область надежных. Если исходить из наихудшего показателя, то система ненадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной "ЭЛТЕЗА" представлены в таблице 78.

Таблица 78 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной "ЭЛТЕЗА"

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	0,6
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	0,2
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0,2
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	1
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_п$	1
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	1
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	1
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	1
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	1

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,77$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной "ЭЛТЕЗА" попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система ненадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от угольной котельной №22 представлены в таблице 79.

Таблица 79 – Показатели надежности системы теплоснабжения от угольной котельной №22

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от угольной котельной №22 попадает в область малонадежных. Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от угольной котельной №28 представлены в таблице 80.

Таблица 80 – Показатели надежности системы теплоснабжения от угольной котельной №28

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	K_m	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	K_p	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	0
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от угольной котельной №28 попадает в область малонадежных. Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от угольной котельной №44 представлены в таблице 81.

Таблица 81 – Показатели надежности системы теплоснабжения от угольной котельной №44

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_п$	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от угольной котельной №44 попадает в область малонадежных. Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Согласно Постановлению Правительства РФ №1140 от 30.12.2009 г. "Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющих деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии", раскрытию подлежит информация:

1. о ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам);
2. об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности);
3. об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества;
4. об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;
5. о наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения;
6. об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;
7. о порядке выполнения технологических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения.

Описание результатов хозяйственной деятельности осуществлено в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.

1.10.1. Техничко-экономические показатели МУП «Тепловые сети» г. Гатчина

МУП «Тепловые сети» г. Гатчина является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по передаче и распределению пара и горячей воды

(тепловой энергии), обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей и оптовой торговле тепловой энергией (без их передачи и распределения).

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности МУП "Тепловые сети" г. Гатчина представлена в таблице 82.

Таблица 82 – Показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП "Тепловые сети" г. Гатчина

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение показателей деятельности		
			Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка		
			2020	2021	2022
1	Дата сдачи годового бухгалтерского баланса в налоговые органы	х	15.03.2021	15.03.2022	31.03.2023
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	831 612,00	1 201 043,05	1 278 802,59
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	922 898,88	1 117 200,19	1 396 488,38
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	589,91	1 103,59	762,54
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	458 205,84	643 037,82	653 682,11
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	х	х	х	х
	общая стоимость		458205,8355	643 037,82	653 682,11
3.2.1.1	объем	тыс м3	84 244,50	113 410,55	109 862,54
3.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	5,44	5,67	5,95
3.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	88 660,92	98 690,09	151 309,93
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	5,44	4,65	6,50
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт.ч	16 297,9600	23 919,8700	23 269,7600
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	14 645,78	14 091,56	14 733,95
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	30 957,20	38 232,75	41 362,82
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	107 215,20	115 520,25	152 726,75
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	32 379,00	29 624,92	46 123,48
3.8	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	42 412,60	52 099,85	61 774,81

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение показателей деятельности		
			Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка		
			2020	2021	2022
	административно-управленческого персонала				
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	12 808,60	15 626,47	18 655,99
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	46 894,06	43 249,52	85 944,17
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	2 280,00	3 120,04	839,82
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0,00	0,00	96 842,72
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	8 812,71	0,00	
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	50 550,42	0,00	71 729,29
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	26 486,64	0,00	
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	0,00	46 430,70	-24 938,00
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00	37 948,27	6 997,00
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00	35 525,25	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	42 967,50	146 927,96	73 914,20
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	42 967,50	146 927,96	73 914,20
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	42 967,50	152 318,70	76 216,90
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00	5 391,74	2 302,70
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение показателей деятельности		
			Вид деятельности: - Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка		
			2020	2021	2022
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	458,71	458,71	441,63
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	282,35	282,34	290,45
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	613,6300	824,52	801,6118
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,3540		
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	494,2900	658,9100	663,8623
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	88,32	117,70	100,21
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	67,05	88,04	90,90
14	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	304,00	406,00	354,00
15	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	67,00	85,00	99,00
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	159,79	159,82	159,44
18	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	156,5100	159,5500	159,5100
19	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	0,03	24,09	28,09
20	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	2,64	2,13	2,10

1.10.2. Техничко-экономические показатели ОАО "ЭЛТЕЗА"

ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА" является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству тепловой энергии.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА" не предоставлена.

1.10.3. Техничко-экономические показатели ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"

ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" осуществляет теплоснабжение объектов военных городков г. Гатчина на основании права безвозмездного пользования. Балансодержателем вышеуказанных объектов является ФГКУ "Северо-Западное территориальное управление имущественных отношений МО РФ".

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" не предоставлена.

1.11. 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 лет

1.11.1.1. Динамика утвержденных тарифов МУП "Тепловые сети"

г. Гатчина

Сведения об утвержденных тарифах МУП "Тепловые сети" г. Гатчина на тепловую энергию и горячую воду, устанавливаемых Комитетом по тарифам и ценовой политике Правительства Ленинградской области (Лен РТК), представлены в таблицах 83–84 и на рисунках 45–46.

Таблица 83 – Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию МУП "Тепловые сети" г. Гатчина

Год	Период	Наименование тарифа	Размер тарифа (без НДС)
2015	с 01.01.2015 г. по 30.06.2015 г.	Одноставочный, руб./Гкал	1 317,16
	с 01.07.2015 г. по 31.12.2015 г.		1 444,37
2016	с 01.01.2016 г. по 30.06.2016 г.	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №226-п от 19.11.2015г.)	1444,37
	с 01.07.2016 г. по 31.12.2016 г.		1585,57
2017	с 01.01.2017 г. по 30.06.2017 г.	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №226-п от 19.11.2015г. (ред. № 276-п от 13.12.2016 г.)	1531,92
	с 01.07.2017 г. по 31.12.2017 г.		1562,23
2018	с 01.01.2018 г. по 30.06.2018 г.	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №226-п от 19.11.2015г. (ред. 344-п от 14.12.2017г.)	1562,23
	с 01.07.2018 г. по 31.12.2018 г.		1655,89
2019	с 01.01.2019 г. по 30.06.2019 г.	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуг по отоплению, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №677-п от 20.12.2018г.)	1549,23
	с 01.07.2019 г. по 31.12.2019 г.		1580,216
	с 01.01.2019 г. по 30.06.2019 г.	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуг по ГВС в жилых домах, оборудованных ИТП, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №677-п от 20.12.2018г.)	1100,336
	с 01.07.2019 г. по 31.12.2019 г.		1122,344

Таблица 84 – Динамика утвержденных тарифов на горячую воду МУП "Тепловые сети" г. Гатчина (муниципальные образования "Город Гатчина" и "Веревское сельское поселение Гатчинского муниципального района")

Год	Вид системы теплоснабжения	Период календарной разбивки	Компонент на теплоноситель/холодную воду, руб./куб.м без НДС	Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб./Гкал без НДС
2015	Открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения)	с 01.01.2015 по 30.06.2015	5,10	1232,14
		с 01.07.2015 по 31.12.2015	5,92	1444,37
	Закрытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения) с тепловым пунктом.	с 01.01.2015 по 30.06.2015	-	1317,16
		с 01.07.2015 по 31.12.2015	-	1444,37
2016	Открытая система ГВС/закрытая система ГВС без ИТП	с 01.01.2016 г. по 30.06.2016 г.	5,92	1444,37
		с 01.07.2016 г. по 31.12.2016 г.	5,92	1585,57
	Закрытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения) с тепловым пунктом	с 01.01.2016 г. по 30.06.2016 г.	-	1444,37
		с 01.07.2016 г. по 31.12.2016 г.	-	1585,57
2017	Открытая система ГВС/закрытая система ГВС без ИТП	с 01.01.2017 г. по 30.06.2017 г.	5,92	1531,92
		с 01.07.2017 г. по 31.12.2017 г.	6,73	1562,23
	Закрытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения) с тепловым пунктом	с 01.01.2017 г. по 30.06.2017 г.	-	1531,92
		с 01.07.2017 г. по 31.12.2017 г.	-	1562,23
2018	Открытая система ГВС/закрытая система ГВС	с 01.01.2018 г. по 30.06.2018 г.	6,00	1562,23
		с 01.07.2018 г. по 31.12.2018 г.	6,14	1655,89

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую МУП "Тепловые сети" г. Гатчина потребителям, графически представлена на рисунке 45, динамика тарифов на горячее водоснабжение – на рисунке 46. Как видно из таблиц и рисунков, до 2014 г. в МУП "Тепловые сети" г. Гатчина действовал единый тариф на тепловую энергию и горячую воду.

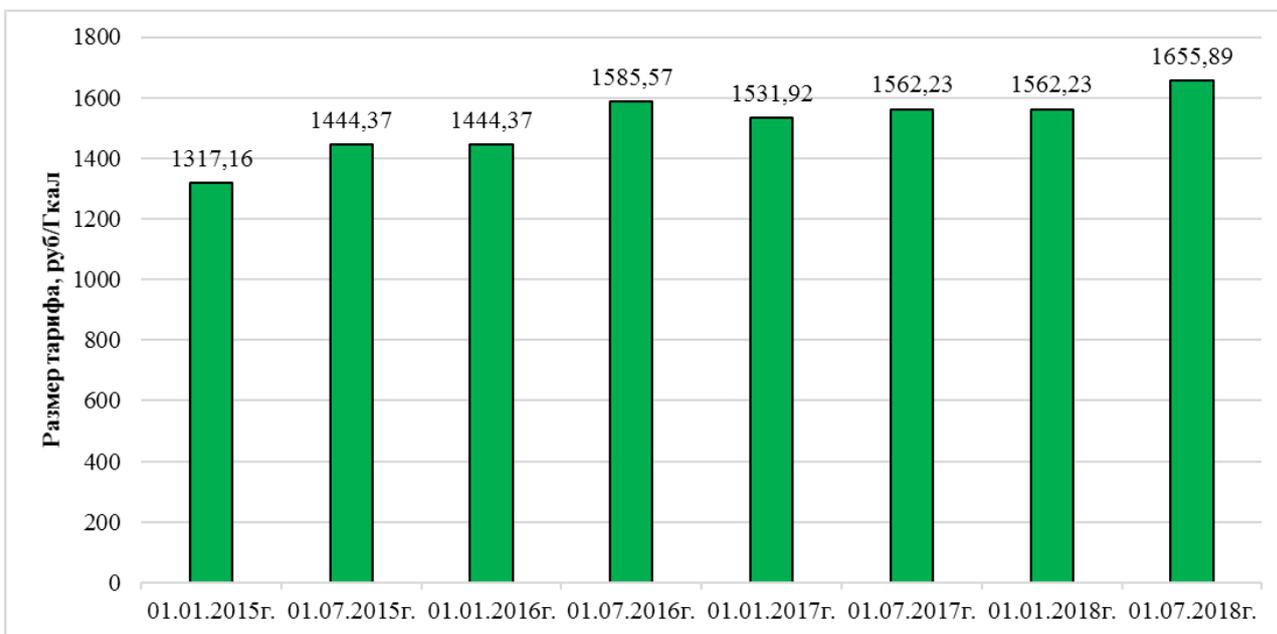


Рисунок 45 – Динамика тарифов на тепловую энергию для потребителей, присоединенных к сетям МУП "Тепловые сети" г. Гатчина за 2015-2018 гг.

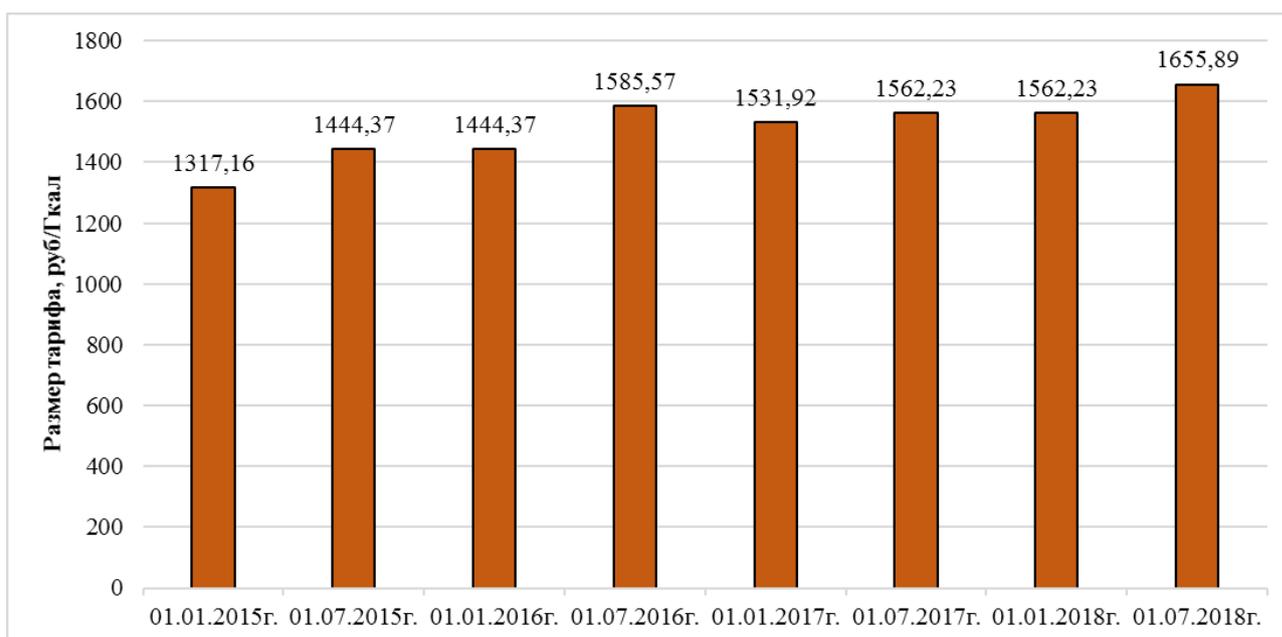


Рисунок 46 – Динамика тарифов на горячее водоснабжение для потребителей, присоединенных к сетям МУП "Тепловые сети" г. Гатчина за 2015-2018 гг.

С 2019 года на территории г. Гатчина действуют тарифы на тепловую энергию МУП «Тепловые сети» г. Гатчина, устанавливаемые Комитетом по тарифам и ценовой политике Правительства Ленинградской области (приказ Лен РТК №428-п, с изм. от 16.12.2021г. Приказ №439-п) на долгосрочный период регулирования 2019 - 2023 годов. Сведения об утвержденных тарифах МУП "Тепловые сети" г. Гатчина на тепловую энергию и горячую воду представлены в таблицах 85 - 87.

Таблица 85 - Тарифы на горячую воду, поставляемую муниципальным унитарным предприятием «Тепловые сети» г. Гатчина потребителям (кроме населения) на территории Ленинградской области, на долгосрочный период регулирования 2019 - 2023 годов

Муниципальное образование	Наименование организации	Дата вступления тарифа в действие	Дата окончания действия тарифа	Экономически обоснованные тарифы на тепловую энергию для ресурсоснабжающей организации (без НДС), руб./Гкал
Для потребителей муниципальных образований «Город Гатчина» и «Веревское сельское поселение» Гатчинского муниципального Ленинградской области в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения	МУП "Тепловые сети" г.Гатчина	01.01.2020	30.06.2020	1791,10
		01.07.2020	31.12.2020	1838,88
		01.01.2021	30.06.2021	1820,0
		01.07.2021	31.12.2021	1858,72
		01.01.2022	30.06.2022	1 857,72
		01.07.2022	31.12.2022	2 006,93
		01.01.2023	30.06.2023	2074,48
		01.07.2023	31.12.2023	2074,48

Таблица 86 - Тарифы на тепловую энергию, поставляемую муниципальным унитарным предприятием «Тепловые сети» г. Гатчина потребителям (кроме населения) на территории Ленинградской области, на долгосрочный период регулирования 2019 - 2023 годов

№ п/п	Вид системы теплоснабжения (горячего водоснабжения)	Год с календарной разбивкой	Компонент на теплоноситель/холодную воду, руб./куб. м (без НДС)	Компонент на тепловую энергию Одноставочный, руб./Гкал (без НДС)
1	Для потребителей муниципальных образований «Город Гатчина» и «Веревское сельское поселение» Гатчинского муниципального Ленинградской области, кроме потребителей, получающих тепловую энергию от газовой котельной, расположенной по адресу: г. Гатчина ул. Киргетова д. 21а			
1.1	Открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения), закрытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения) без теплового пункта	с 01.01.2019 по 30.06.2019	6,00	1 655,89
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	6,02	1 821,48
		с 01.01.2020 по 30.06.2020	6,02	1 791,10
		с 01.07.2020 по 31.12.2020	6,73	1 838,88
		с 01.01.2021 по 30.06.2021	6,73	1 820,00
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	7,46	1 858,72
		с 01.01.2022 по 30.06.2022	7,33	1 857,72
		с 01.07.2022 по 31.12.2022	7,35	2 006,93
		с 01.01.2023 по 30.06.2023	9,26	2074,48
		с 01.07.2023 по 31.12.2023	9,26	2074,48

№ п/п	Вид системы теплоснабжения (горячего водоснабжения)	Год с календарной разбивкой	Компонент на теплоноситель/холодную воду, руб./куб. м (без НДС)	Компонент на тепловую энергию Одноставочный, руб./Гкал (без НДС)
1	Для потребителей муниципальных образований «Город Гатчина» и «Веревское сельское поселение» Гатчинского муниципального Ленинградской области, получающих тепловую энергию от газовой котельной, расположенной по адресу: г. Гатчина ул. Киргетова д. 21а			
1.1	Открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения), закрытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения) без теплового пункта	с 01.01.2019 по 30.06.2019	15,86	1 655,89
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	16,59	1 821,48
		с 01.01.2020 по 30.06.2020	16,59	1 791,10
		с 01.07.2020 по 31.12.2020	17,32	1 838,88
		с 01.01.2021 по 30.06.2021	6,73	1820,00
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	7,46	1 858,72
		с 01.01.2022 по 30.06.2022	7,33	1 857,72
		с 01.07.2022 по 31.12.2022	7,35	2 006,93
		с 01.01.2023 по 30.06.2023	9,26	2074,48
		с 01.07.2023 по 31.12.2023	9,26	2074,48

Таблица 87 - Тарифы на теплоноситель, поставляемый муниципальным унитарным предприятием «Тепловые сети» г. Гатчина потребителям (кроме населения) на территории Ленинградской области, на долгосрочный период регулирования 2019 - 2023 годов

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Год с календарной разбивкой	Вид тарифа	Вид теплоносителя	
				вода	пар
1	Муниципальное унитарное предприятие «Тепловые сети» г. Гатчина	Для потребителей муниципального образования «Город Гатчина» Гатчинского муниципального района Ленинградской области, кроме потребителей, получающих тепловую энергию от газовой котельной, расположенной по адресу г. Гатчина ул. Киргетова д. 21а			
		с 01.01.2019 по 30.06.2019	Одноставочный, руб./куб. м	6,00	-
		с 01.07.2019 по 31.12.2019		6,02	-
		с 01.01.2020 по 30.06.2020		6,02	-
		с 01.07.2020 по 31.12.2020		6,73	-
		с 01.01.2021 по 30.06.2021		6,73	-
		с 01.07.2021 по 31.12.2021		7,46	-
		с 01.01.2022 по 30.06.2022		7,33	-
		с 01.07.2022 по 31.12.2022		7,35	-
		с 01.01.2023 по 30.06.2023		9,26	-
с 01.07.2023 по 31.12.2023	9,26	-			

1.11.1.2. Динамика утвержденных тарифов ФГБУ "ПИЯФ"

Сведения об утвержденных тарифах ФГБУ "ПИЯФ", устанавливаемых Комитетом по тарифам и ценовой политике Правительства Ленинградской области (Лен РТК), представлены в таблицах 88 – 89 и на рисунке 47.

Таблица 88 – Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию ФГБУ "ПИЯФ"

Год	Период	Наименование тарифа	Размер тарифа (без НДС)
2015	с 01.01.2015 по 30.06.2015	Одноставочный, руб./Гкал	1255,69
	с 01.07.2015 по 31.12.2015		1239,92
2016	с 01.01.2016 по 30.06.2016	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №194-п от 12.11.2015г.)	1239,92
	с 01.07.2016 по 31.12.2016		1293,11
2017	с 01.01.2017 по 30.06.2017	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №194-п от 12.11.2015г.)	1293,11
	с 01.07.2017 по 31.12.2017		1344,83
2018	с 01.01.2018 по 30.06.2018	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №194-п от 12.11.2015г.) (ред. 362-п от 14.12.2017г.)	1344,83
	с 01.07.2018 по 31.12.2018		1419,47

Таблица 89 - Динамика утвержденных тарифов на горячую воду ФГБУ "ПИЯФ"

Год	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов	Период календарной разбивки	Компонент на теплоноситель/холодную воду, руб./куб.м без НДС	Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб./Гкал без НДС
2016	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №194-п от 12.11.2015г.)	с 01.01.2016 г. по 30.06.2016 г.	13,91	1239,92
		с 01.07.2016 г. по 31.12.2016 г.	14,51	1293,11
2017	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №194-п от 12.11.2015г.)	с 01.01.2017 г. по 30.06.2017 г.	14,51	1293,11
		с 01.07.2017 г. по 31.12.2017 г.	15,23	1344,83
2018	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №194-п от 12.11.2015г.) (ред. 362-п от 14.12.2017г.)	с 01.01.2018 г. по 30.06.2018 г.	14,43	1344,83
		с 01.07.2018 г. по 31.12.2018 г.	15,86	1419,47

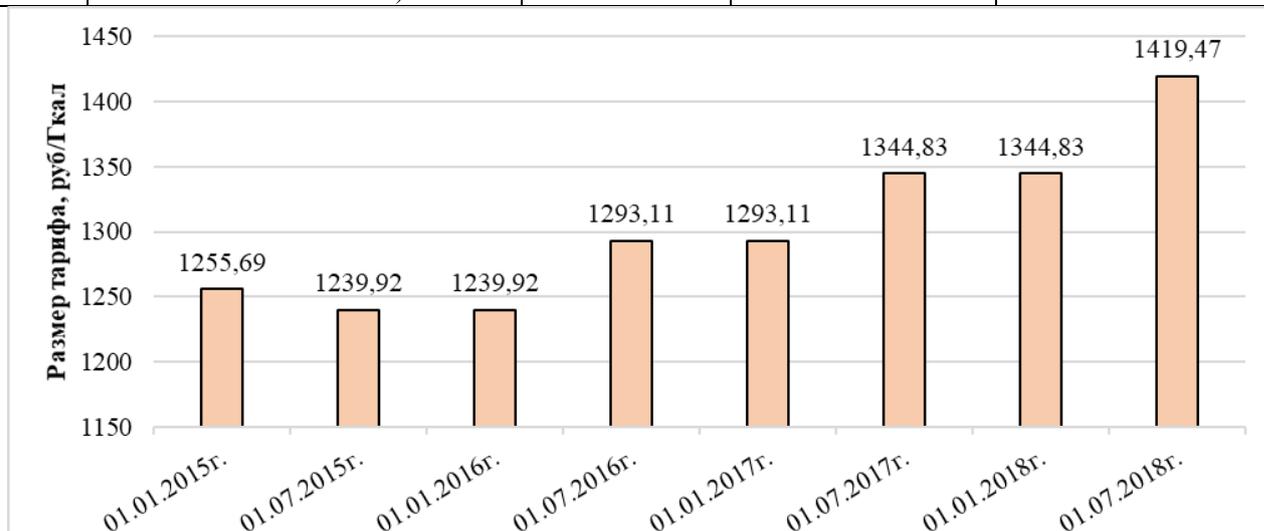


Рисунок 47 – Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию для потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ "ПИЯФ"

1.11.1.3. Динамика утвержденных тарифов ФГУП "ПЭКП"

Сведения об утвержденных тарифах ФГУП "ПЭКП", устанавливаемых Комитетом по тарифам и ценовой политике Правительства Ленинградской области (Лен РТК), представлены в таблицах 90–91 и на рисунках 48–49.

Таблица 90 – Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию от котельной «ПЭКП»

Год	Период	Наименование тарифа	Размер тарифа (без НДС)
2015	с 01.01.2015 по 30.06.2015	Одноставочный, руб./Гкал	1 172,35
	с 01.07.2015 по 31.12.2015		1 156,86
2016	с 01.01.2016 по 30.06.2016	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №195-п от 12.11.2015г.)	1195,59
	с 01.07.2016 по 31.12.2016		1247,00
2017	с 01.01.2017 по 30.06.2017	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №195-п от 12.11.2015г.)	1247,00
	с 01.07.2017 по 31.12.2017		1296,94
2018	с 01.01.2018 по 30.06.2018	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №195-п от 12.11.2015г.) (ред. 363-п от 14.12.2017г.)	1296,94
	с 01.07.2018 по 31.12.2018		1444,00
2019	с 01.01.2019 г. по 30.06.2019 г.	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуг по отоплению, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №677-п от 20.12.2018г.)	1286,144
	с 01.07.2019 г. по 31.12.2019 г.		1311,864
	с 01.01.2019 г. по 30.06.2019 г.	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуг по ГВС в жилых домах, оборудованных ИТП, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №677-п от 20.12.2018г.)	1042,712
	с 01.07.2019 г. по 31.12.2019 г.		1063,568

Таблица 91 – Динамика утвержденных тарифов на горячую воду котельной "ПЭКП"

Год	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов	Период календарной разбивки	Размер тарифа (без НДС), руб/м ³	
2016	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №195-п от 12.11.2015г.)	закрытая система ГВС с тепловым пунктом	с 01.01.2016 г. по 30.06.2016 г.	71,74
			с 01.07.2016 г. по 31.12.2016 г.	74,82
		закрытая система ГВС без теплового пункта	с 01.01.2016 г. по 30.06.2016 г.	84,65
			с 01.07.2016 г. по 31.12.2016 г.	89,25
2017	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №195-п от 12.11.2015г.)	закрытая система ГВС с тепловым пунктом	с 01.01.2017 г. по 30.06.2017 г.	74,82
			с 01.07.2017 г. по 31.12.2017 г.	77,82
		закрытая система ГВС без теплового пункта	с 01.01.2017 г. по 30.06.2017 г.	89,25
			с 01.07.2017 г. по 31.12.2017 г.	92,98

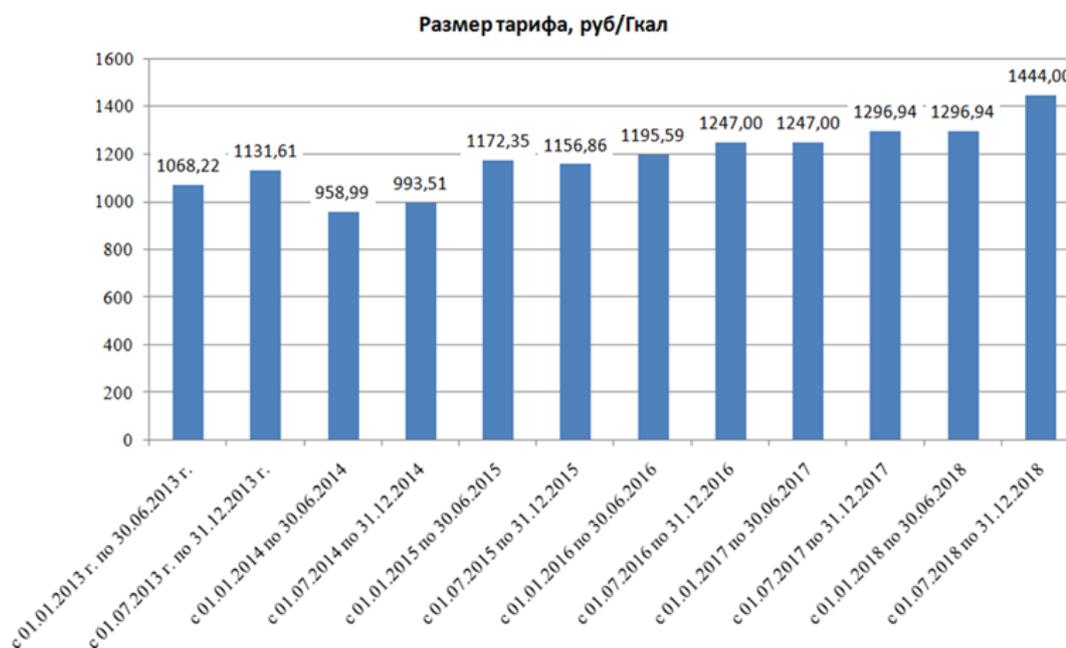


Рисунок 48 – Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию от котельной "ПЭКП"

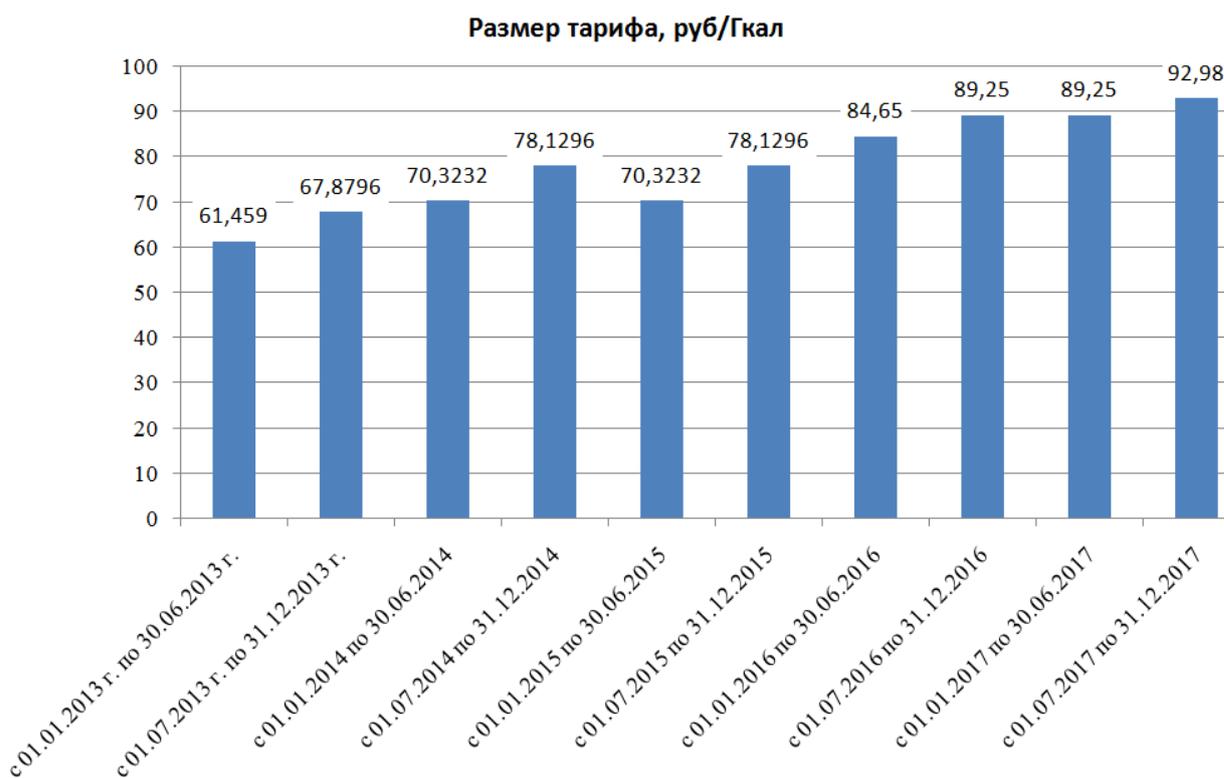


Рисунок 49 – Динамика утвержденных тарифов на горячее водоснабжение для потребителей, присоединенных к сетям от котельной «ПЭКП»

1.11.1.4. Динамика утвержденных тарифов ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА"

Сведения об утвержденных тарифах ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА" за 2016-2021 гг. представлены в таблице 92.

Таблица 92 – Утвержденные тарифы СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА"

Год	Вид системы теплоснабжения	Период календарной разбивки	Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб./Гкал без НДС
2017	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №326-п от 30.11.2015г.)	с 01.01.2017 по 30.06.2017	1569,09
		с 01.07.2017 по 31.12.2017	1624,01
2018	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №326-п от 30.11.2015г.)	с 01.01.2018 по 30.06.2018	1624,01
		с 01.07.2018 по 31.12.2018	1680,85
2019	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №536-п от 20.12.2018г.)	с 01.01.2019 по 30.06.2019	1618,85
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	1640,45
2020	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №536-п от 20.12.2018г.)	с 01.01.2020 по 30.06.2020	1640,45
		с 01.07.2020 по 31.12.2020	1702,95
2021	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №568-п от 18.12.2020г.)	с 01.01.2021 по 30.06.2021	1702,95
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	1757,76
2022	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №568-п от 18.12.2020г.)	с 01.01.2022 по 30.06.2022	1757,76
		с 01.07.2022 по 30.11.2022	1 833,15
2023	Одноставочный, руб./Гкал (приказ ЛенРТК об установлении тарифа №211 от 17.11.2022 г)	с 01.12.2022 по 31.12.2022	1947,31
		с 01.01.2023 по 31.12.2023	1947,31

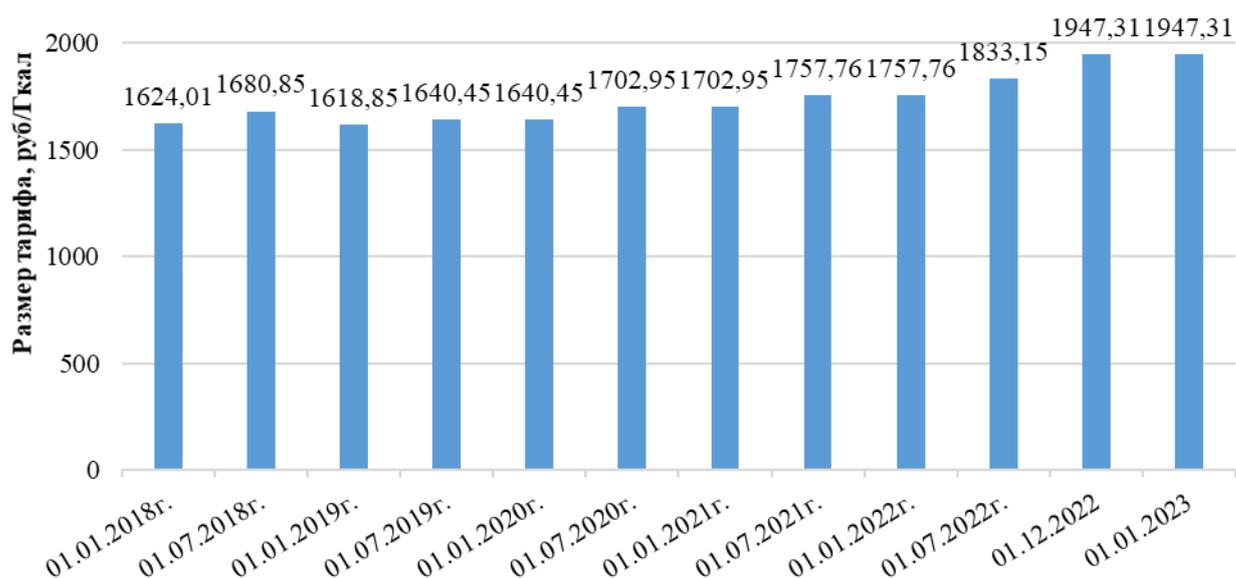


Рисунок 50. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию СЗПК - филиал ОАО "ЭЛТЕЗА"

1.11.1.5. Динамика утвержденных тарифов ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"

Сведения об утвержденных тарифах ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ" не предоставлены.

Сведения об утвержденных тарифах ОП «Санкт-Петербургское» АО «ГУ ЖКХ», устанавливаемых Комитетом по тарифам и ценовой политике Правительства Ленинградской области (Лен РТК), представлены в таблице ниже и на рисунке 51.

С 01.01.2018 ОП «Санкт-Петербургское» АО «ГУ ЖКХ» переименовано в ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ.

Таблица 93. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ

Год	Период	Наименование тарифа	Размер тарифа (без НДС)
2014	с 01.01.2014 по 30.06.2014	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал	2 012,00
	с 01.07.2014 по 31.12.2014		2 084,60
	с 01.01.2014 по 30.06.2014	Компонент на теплоноситель/холодную воду, руб./куб. м	21,37
	с 01.07.2014 по 31.12.2014		22,20
2015	с 01.01.2015 по 30.06.2015	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал	2 084,60
	с 01.07.2015 по 31.12.2015		2 238,10
	с 01.01.2015 по 30.06.2015	Компонент на теплоноситель/холодную воду, руб./куб. м	22,20
	с 01.07.2015 по 31.12.2015		21,02
2016	с 01.01.2016 по 30.06.2016	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал	2 515,31
	с 01.07.2016 по 31.12.2016		2 623,42
	с 01.01.2016 по 30.06.2016	Компонент на теплоноситель/холодную воду, руб./куб. м	26,87
	с 01.07.2016 по 31.12.2016		31,43
2017	с 01.01.2017 по 30.06.2017	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал	2 562,50
	с 01.07.2017 по 31.12.2017		2 648,30
	с 01.01.2017 по 30.06.2017	Компонент на теплоноситель/холодную воду, руб./куб. м	28,02
	с 01.07.2017 по 31.12.2017		29,04
2018	с 01.01.2018 по 30.06.2018	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал	2 693,91
	с 01.07.2018 по 31.12.2018		2 872,24
	с 01.01.2018 по 30.06.2018	Компонент на теплоноситель/холодную воду, руб./куб. м	28,02
	с 01.07.2018 по 31.12.2018		28,36
2019	с 01.01.2019 по 30.06.2019	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал	2 872,24
	с 01.07.2019 по 31.12.2019		3 160,55
	с 01.01.2019 по	Компонент на	28,36

Год	Период	Наименование тарифа	Размер тарифа (без НДС)
	30.06.2019	теплоноситель/ холодную воду, руб./куб. м	30,63
	с 01.07.2019 по 31.12.2019		
2020	с 01.01.2020 по 30.06.2020	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал	3 160,55
	с 01.07.2020 по 31.12.2020		3 234,80
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	Компонент на теплоноситель/ холодную воду, руб./куб. м	30,63
	с 01.07.2020 по 31.12.2020		31,56
2021	с 01.01.2021 по 30.06.2021	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал	3 234,80
	с 01.07.2021 по 31.12.2021		-
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	Компонент на теплоноситель/ холодную воду, руб./куб. м	31,56
	с 01.07.2021 по 31.12.2021		-
2022	с 01.01.2022 по 30.06.2022	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал	3 331,78
	с 01.07.2022 по 31.12.2022		3537,58
2023	с 01.01.2023 по 30.06.2023	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), руб./Гкал	3758,12
	с 01.07.2023 по 31.12.2023		3758,12

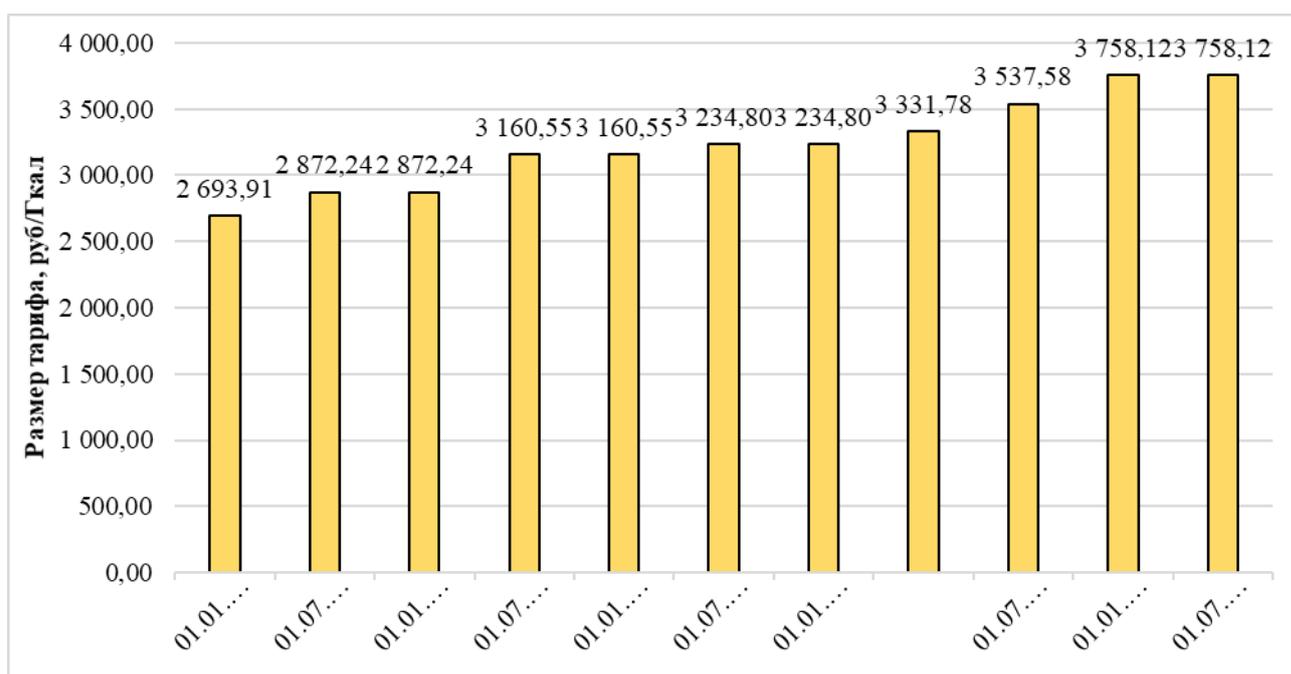


Рисунок 51. Динамика утвержденных тарифов на горячее водоснабжение для потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ

1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту

энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- на топливо;
- на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- на сырье и материалы;
- на ремонт основных средств;
- на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- прочие расходы.

1.11.2.1. Структура цен (тарифов) МУП "Тепловые сети" г. Гатчина

Расходы МУП "Тепловые сети" г. Гатчина, связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 94.

Таблица 94 – Расходы МУП "Тепловые сети" г. Гатчина, связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№	Показатель	Ед изм	Всего
1	Натуральные показатели	Гкал	
1.1	Выработано тепловой энергии	Гкал	801 611,81
1.2	Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	37 956,89
1.3	Получено тепловой энергии для реализации	Гкал	400,00
1.4	Подано тепловой энергии в сеть	Гкал	764 054,92
1.5	Потери теплоэнергии	Гкал	100 213,99
1.6	Отпущено теплоэнергии потребителям	Гкал	663 862,36
1.7	в т.ч. населению	Гкал	457 630,33
2	Расход топлива	тут	125 243,30
2.1	Удельный расход	кгуг/Гкал	159,41
2.2	Расход газа	тыс. м3	109 862,54
3	Расход воды	тыс. м3	1 682,42
3.1	удельный расход	м3/Гкал	2,10
3.2	Вода покупная	тыс. м3	99,24
3.3	Вода собственная	тыс. м3	1 583,18
4	Расход стоков	тыс. м3	417,56
5	Расход электроэнергии	тыс.кВтч	23 629,03
5.1	в т.ч.-электроэнергия покупная	тыс.кВтч	18 451,73
5.2	-электроэнергия собственная	тыс.кВтч	5 177,30
5.3	Расход электроэнергии на производство тепла	тыс. м3	22 251,62
5.3.1	удельный расход	кВтч/Гкал	27,76

№	Показатель	Ед изм	Всего
5.3.2	в т.ч. -Электроэнергия покупная	тыс.кВтч	17 810,82
5.3.3	-Электроэнергия собственная	тыс.кВтч	4 440,80
5.3.3 .1	-Котельная 10	тыс.кВтч	4 381,80
5.3.3 .2	-Котельная 11	тыс.кВтч	59,00
5.4	Расход электроэнергии на производство воды	тыс.кВтч	1 377,41
5.4.1	в т.ч -электроэнергия покупная	тыс.кВтч	640,91
5.4.2	-электроэнергия собственная	тыс.кВтч	736,50
6	Производство	Тыс. руб.	1 088 850,75
6.1	Материалы	Тыс. руб.	39 444,86
6.2	Газ на производство тепла	Тыс. руб.	645 370,80
6.3	Электроэнергия на производство тепла	Тыс. руб.	147 395,07
6.3.1	в т.ч. -Электроэнергия покупная	Тыс. руб.	117 604,24
6.3.2	-Электроэнергия собственная	Тыс. руб.	29 790,83
6.4	Вода на технологические нужды, всего	Тыс. руб.	8 183,78
6.4.1	в т.ч. -Вода покупная	Тыс. руб.	1 900,65
6.4.2	-Вода собственная	Тыс. руб.	6 283,13
6.5	Амортизация	Тыс. руб.	39 989,56
6.6	Зарплата с отчислениями	Тыс. руб.	138 020,45
6.7	Ремонтный фонд	Тыс. руб.	26 037,93
6.7.1	в т. ч. - Ремонтные работы	Тыс. руб.	20 652,81
6.7.2	- Текущий	Тыс. руб.	5 385,12
6.8	Оплата т/энергии со стороны	Тыс. руб.	762,54
6.10	Водоотведение	Тыс. руб.	10 776,32
6.11	Негативное воздействие(стоки)	Тыс. руб.	3 824,35
6.12	Прочие расходы	Тыс. руб.	29 045,09
7	Распределение	Тыс. руб.	162 086,07
7.1	Материалы	Тыс. руб.	1 917,96
7.2	Амортизация	Тыс. руб.	45 954,61
7.3	Вода на ГВС, всего	Тыс. руб.	6 550,17
7.3.1	в т.ч. -Вода покупная	Тыс. руб.	1,66
7.3.2	-Вода собственная	Тыс. руб.	6 548,51
7.4	Зарплата с отчислениями	Тыс. руб.	58 168,01
7.5	Ремонтный фонд	Тыс. руб.	45 691,36
7.5.1	в т. ч. - Капитальный	Тыс. руб.	37 665,01
7.5.2	- Текущий	Тыс. руб.	8 026,35
7.7	Прочие расходы	Тыс. руб.	3 803,96
	Общексплуатационные расходы	Тыс. руб.	92 619,75
7.8	Итого с общексплуатационными расходами	Тыс. руб.	1 343 525,65
8	Себестоимость 1 Гкал.	руб.	2 023,80
9	Удельная стоимость газа	руб./Г. м3	5 874,35
10	Удельная стоимость покупной эл. энергии	руб./кВтч	6,33
11	Удельная стоимость собственной эл. энергии	руб./кВтч	5,32
12	Удельная стоимость покупной воды	руб./м3	19,04
13	Удельная стоимость собственной воды	руб./м3	8,10
14	Удельная стоимость стоков	руб./м3	25,81
15	Доходы от услуг по теплоснабжению и ГВС с учетом субсидий на разницу в тарифах	тыс. руб.	1273652,84
16.	Финансовый результат от деятельности по теплоснабжению и ГВС	тыс. руб.	-69872,81

**1.11.2.2. Структура цен (тарифов) ГПП СЗПК – филиал
ОАО "ЭЛТЕЗА"**

Расходы ГПП СЗПК – филиал ОАО "ЭЛТЕЗА", связанные с производством и реализацией тепловой энергии, не предоставлены.

1.11.2.3. Структура цен (тарифов) ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ"

Расходы ОП "Санкт-Петербургское" АО "ГУ ЖКХ", связанные с производством и реализацией тепловой энергии, не предоставлены.

1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности

Приказом №111-п от 21 сентября 2012 г. установлена ставка платы за подключение к системе теплоснабжения МУП "Тепловые сети" г. Гатчина потребителей МО "Город Гатчина" Гатчинского муниципального района Ленинградской области в размере 8844851,93 руб./Гкал/ч (без НДС).

1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, отсутствует.

1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения

1.12.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения

1. Реализация около 70% горячего водоснабжения по открытой схеме.
2. Высокий уровень потерь тепловой энергии в сетях и как следствие низкая эффективность транспортировки тепловой энергии ввиду высокого процента износа тепловых сетей.
3. Высокий уровень износа основного и вспомогательного оборудования на источниках тепловой энергии.
4. Отсутствие приборов учета тепловой энергии у ряда потребителей и на некоторых источниках тепловой энергии.

1.12.2. Существующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения

1. Высокий износ тепловых сетей. В границах города Гатчина около 50% тепловых сетей эксплуатируется более 25 лет, и соответственно имеет высокую степень износа. Высокий физический износ приводит к увеличению вероятности потенциальных аварий и инцидентов.

1.12.3. Существующие проблемы развития систем теплоснабжения

1. Применение открытой системы теплоснабжения в системе теплоснабжения.
2. Отсутствие резерва мощности на юго-восточной ветке тепловых сетей котельной №10 (на Мариенбург).

1.12.4. Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Транспорт основного топлива (газа) для источников тепловой энергии осуществляется по централизованной системе газоснабжения, резервное топливо (мазут) поставляется железнодорожным транспортом.

На всех источниках организован и поддерживается нормативный запас

топлива.

Нарушений в поставке топлива за период 2014-2022 гг. не выявлено.

1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов об устранении нарушений отсутствуют.