

Центр Энергосбережения

190005, Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская пр., д. 25 лит.А

Тел./факс +7 (812) 712-65-09; 712-65-39

E-mail: esc@esc-spb.ru

Свидетельство: СРО-010-011/2010 от 25.08.2010 г.

СРО НП «СОВЕТ ЭНЕРГОАУДИТОРСКИХ ФИРМ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕРЕВСКОГО СЕЛЬСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

ЗАКАЗЧИК

ОАО «Коммунальные системы
Гатчинского района»
Генеральный директор

ИСПОЛНИТЕЛЬ

ООО «ЦЭС»

Генеральный директор

_____/ Бойко А.И. /

_____/ Степанов С.И. /

Ленинградская область

2014

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	9
1.1. Функциональная структура теплоснабжения	9
1.2. Источники тепловой энергии	10
1.2.1. Котельная №10 дер. Малое Верево	10
1.2.2. Котельная №8 дер. Вайялово	16
1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	21
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии	21
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	21
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	24
1.3.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях ..	28
1.3.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов	28
1.3.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	28
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	31
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	31
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей	33
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей...	34
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	34
1.3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	35
1.3.13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	41
1.3.14. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года.....	42
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	43
1.3.16. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям	43
1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям	44

1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	44
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	44
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	45
1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	45
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии	45
1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии	48
1.5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха	48
1.5.2. Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	50
1.5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	50
1.5.4. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	51
1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	54
1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии	54
1.6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии	55
1.6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя	56
1.7. Балансы теплоносителя	56
1.7.1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть	56
1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	59
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	59
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями	60
1.9. Надежность теплоснабжения	60
1.9.1. Методика и показатели надежности	60
1.9.2. Анализ и оценка надёжности системы теплоснабжения	61
1.9.3. Показатели надёжности системы теплоснабжения	61

1.9.4.	Оценка надёжности систем теплоснабжения:	64
1.9.5.	Расчёт показателей надёжности системы теплоснабжения поселения.....	64
1.10.	Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	66
1.11.	Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	68
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	68
1.11.2.	Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	70
1.11.3.	Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступление денежных средств от осуществления указанной деятельности	74
1.11.4.	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	74
1.12.	Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа	74
2.	ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	76
2.1.	Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения	76
2.2.	Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий	77
2.3.	Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.....	80
2.4.	Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов	85
2.5.	Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....	85
2.6.	Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах.....	92
2.7.	Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель	92
2.8.	Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения.....	93
2.9.	Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене	95

3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	98
4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ	103
4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.....	103
4.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода.....	107
5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ.....	110
6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	112
6.1. Общие положения	112
6.2. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	112
6.3. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	116
6.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.....	117
6.5. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями	117
6.6. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа	117
6.7. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии	118
6.8. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе.....	118
7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ	120
7.1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).....	120

7.2.	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	120
7.3.	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	121
7.4.	Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.....	121
7.5.	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	121
7.6.	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.....	123
8.	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	127
8.1.	Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа	127
8.2.	Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива	131
9.	ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	132
10.	ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ	134
10.1.	Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей	134
10.2.	Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности... ..	141
10.3.	Расчет эффективности инвестиций	142
10.3.1.	Методика оценки эффективности инвестиций.....	142
10.3.2.	Экономическое окружение проекта	143
10.3.3.	Оценка эффективности инвестиций.	144
10.4.	Расчет ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения	146
11.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ	149

ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения Вереvского сельского поселения выполнена на основании Технического задания к договору № 2-10/14 от 13.10.2014 г. (приложение А).

Проект схемы теплоснабжения Вереvского сельского поселения на перспективу до 2030 г. разработан в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых актов.

Состав и структура схемы теплоснабжения удовлетворяют требованиям Федерального закона Российской Федерации от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" (с изменениями и дополнениями) и требованиям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения".

Схема теплоснабжения содержит предпроектные материалы по обоснованию развития систем теплоснабжения для эффективного и безопасного функционирования и служит защите интересов потребителей тепловой энергии.

Описание существующего положения в сфере теплоснабжения основано на данных, переданных разработчику схемы теплоснабжения по запросам заказчика в адрес теплоснабжающих и теплосетевых организаций, действующих на территории поселения.

Схема теплоснабжения является документом, регулирующим развитие теплоэнергетической отрасли населенного пункта в соответствии с планами его перспективного развития, принятыми в документах территориального планирования, а также с учетом требований действующих федеральных, региональных и местных нормативно-правовых актов.

Схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации в отношении следующих данных:

- распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии в период, на который распределяются нагрузки;
- изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии, в том числе за счет перераспределения тепловой

нагрузки из одной зоны действия в другую в период, на который распределяются нагрузки;

- внесение изменений в схему теплоснабжения в части включения в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства;
- переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в весенне-летний период функционирования систем теплоснабжения;
- переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в отопительный период, в том числе за счет вывода котельных в пиковый режим работы, холодный резерв, из эксплуатации;
- мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- ввод в эксплуатацию в результате строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и соответствие их обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации, и проектной документации;
- строительство и реконструкция тепловых сетей, включая их реконструкцию в связи с исчерпанием установленного и продленного ресурсов;
- баланс топливно-энергетических ресурсов для обеспечения теплоснабжения, в том числе расходов аварийных запасов топлива;
- финансовые потребности при изменении схемы теплоснабжения и источники их покрытия.

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

1.1. Функциональная структура теплоснабжения

Веревское сельское поселение — муниципальное образование в составе Гатчинского муниципального района Ленинградской области. Административный центр - деревня Малое Верево. Общая численность населения 6600 человек. На территории поселения находятся 19 населённых пунктов — 2 посёлка, 3 поселка при станции и 14 деревень

На территории Веревского сельского поселения существует две изолированные системы централизованного теплоснабжения, расположенных в дер. Малое Верево и дер. Вайялово.

На территории д. Малое Верево централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №10.

На территории д. Вайялово централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №8.

В границах Веревского сельского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляют две организации:

- ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района»;
- МУП «Тепловые сети» г. Гатчина.

ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» использует источники тепловой энергии и тепловые сети на правах аренды. Арендная плата за пользование муниципальной собственностью включается в себестоимость оказываемых услуг, формирование арендной платы осуществляется в соответствии с порядком, согласованным собственником и эксплуатирующей организацией в договорах аренды имущественных комплексов.

ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» реализуют полученную энергию непосредственно потребителям в пределах системы теплоснабжения котельной №10.

МУП «Тепловые сети» г. Гатчина использует источники тепловой энергии и тепловые сети на правах хозяйственного ведения.

МУП «Тепловые сети» г. Гатчина реализуют полученную энергию непосредственно потребителям в пределах системы теплоснабжения котельной №8.

Структура договорных отношений в сфере теплоснабжения на территории Веревского сельского поселения представлена на рисунке 1.1.

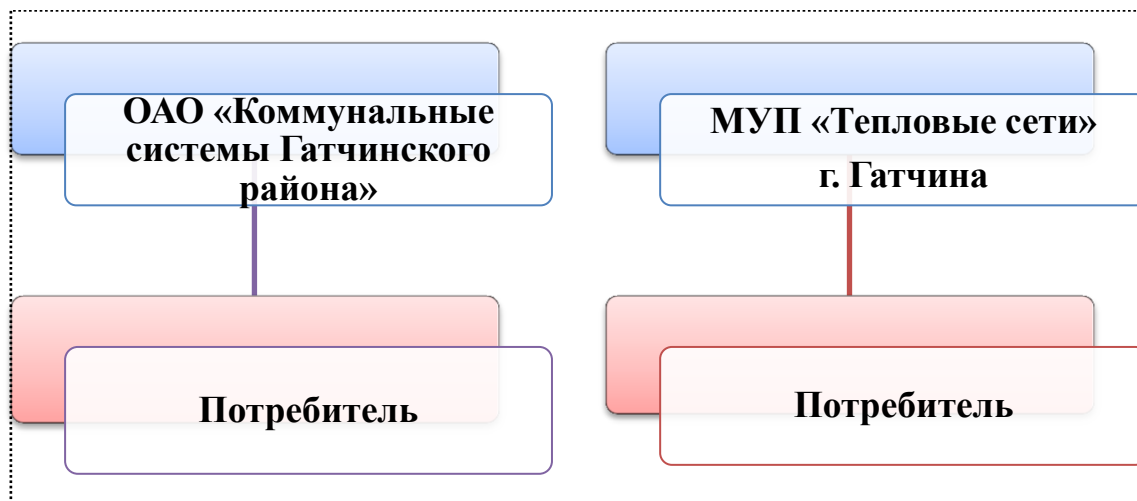


Рисунок 1.1. Структура договорных отношений

На территориях Веревского сельского поселения, не охваченных зонами действия источников централизованного теплоснабжения, используются индивидуальные источники теплоснабжения. В зонах действия индивидуального теплоснабжения отопление осуществляется при помощи печного отопления и в некоторых случаях - электроснабжения и индивидуальных котлов на газообразном топливе. Централизованное горячее водоснабжение в постройках с печным отоплением отсутствует.

1.2. Источники тепловой энергии

1.2.1. Котельная №10 дер. Малое Верево

1.2.1.1. Структура основного оборудования

В котельной установлено 3 паровых котла суммарной установленной мощностью 12,88 Гкал/ч:

- котёл №1 и №2 - ДКВр-6,5/13с двумя газовыми горелками ГМГ- 4М, экономайзером - ЭП-2-331. На котлах смонтированы дымососы ДН-10 и вентиляторы ВД- 10;

- **котёл №3** - ДКВр-10/13 с двумя газовыми горелками ГМГ- 5М, экономайзером - ЭП-1-330. На котле смонтирован дымосос ДН-11,2 и вентилятор ВД- 11,2.

Котлы ДКВр-10-13 и ДКВр-6,5-13 - паровые вертикально-водотрубные с экранированной топочной камерой и кипяtilьным пучком, выполненные по конструктивной схеме «Д», характерной особенностью которой является боковое расположение конвективной части котла относительно топочной камеры.

Данные по основному оборудованию котельной представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Структура основного оборудования

Параметр	Значение
Тип и количество котлов	ДКВР-10-13 – 1 шт. ДКВР-6,5-13 – 2 шт.
Производительность котельной, МВт (Гкал/ч)	14,98 (12,88)
Завод-изготовитель котлов	ОАО «Бийский котельный завод»
Год ввода котельной в эксплуатацию	1979
Вид топлива	газ
Тип ХВО	Ионообменный (2-х ступенчатое Na-катионирование)
Тип автоматики регулирования	Р-25 Контур
Тип деаэраторов	Сетевой ДА-50, пит. ЦКТН безголов. типа
Наличие и тип охладителей пара	ОВА-2
Учет отпуска тепловой энергии, типы приборов учета	отсутствуют
Давление и температура пара, кгс/см ²	5,5-7,0
Тип экономайзера	ЭП-1-330, ЭП-2-331
Температура уходящих газов, оС	212-290
Наличие режимных карт, средний КПД котлов	90,9-92,1%

1.2.1.2. Параметры установленной тепловой мощности

В котельной установлено три паровых котла суммарной установленной мощностью 14,98 МВт (12,88 Гкал/ч).

1.2.1.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности отсутствуют, располагаемая тепловая мощность котельной составляет 14,98 МВт (12,88 Гкал/ч).

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

Потребление тепловой мощности котельной №10 на собственные нужды составляет 0,232 МВт (0,19 Гкал/ч). Тепловая мощность нетто котельной составляет 14,74 МВт (12,69 Гкал/час).

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

Котельная была построена в 1979 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 1979 года.

1.2.1.6. Схемы выдачи тепловой мощности

На котельной реализована двухконтурная система с независимыми контурами котлов и тепловой сети с помощью пластинчатых теплообменников. Система теплоснабжения – четырёхтрубная, теплоноситель на нужды ГВС подается из аккумуляторных баков.

В котельной установлены пластинчатые теплообменные аппараты RIDAN с площадью поверхности нагрева $23,46 \text{ м}^2$ (2 шт.), а также теплообменники трубные ОСТ-3457768 с площадью поверхности нагрева $53,4 \text{ м}^2$ (2 шт.).

Тепловая схема котельной представлена на рисунке 1.2.

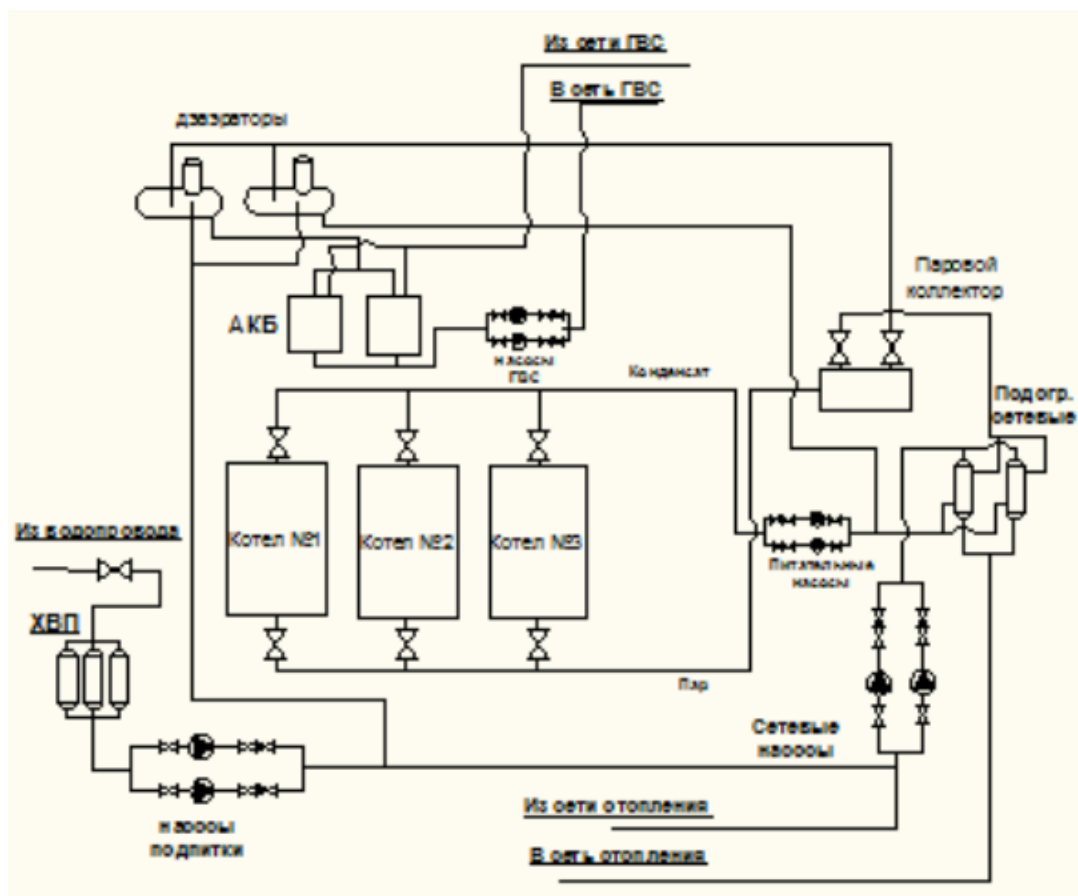


Рисунок 1.2. Тепловая схема котельной

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

Система теплоснабжения котельной – четырехтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной №10 осуществляется по температурным графикам 95/70°C и 65/50°C на отопление и горячее водоснабжение соответственно.

Таблица 1.2. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №10

t наружного воздуха, °C	t прямой воды, °C	t обратной воды, °C	Разность температур, °C
10	36	32	4,0
9	37,5	32,9	4,6
8	39	33,8	5,2
7	41	35,2	5,8
6	43	36,6	6,4
5	44,5	37,5	7,0
4	46	38,4	7,6

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
3	48	39,8	8,2
2	50	41,2	8,8
1	51,5	42,1	9,4
0	53	43	10,0
-1	54,5	43,9	10,6
-2	56	44,8	11,2
-3	57,5	45,7	11,8
-4	59	46,6	12,4
-5	60,5	47,5	13,0
-6	62	48,4	13,6
-7	63,5	49,3	14,2
-8	65	50,2	14,8
-9	66,5	51,5	15,4
-10	68	52	16,0
-11	69,5	53	16,5
-12	71	54	17,0
-13	72,5	55	17,5
-14	74	56	18,0
-15	75,5	57	18,5
-16	77	58	19,0
-17	78,5	59	19,5
-18	80	60	20,0
-19	81,5	61	20,5
-20	83	62	21,0
-21	84,5	63	21,5
-22	86	64	22,0
-23	87,5	65	22,5
-24	89	66	23,0
-25	90,5	67	23,5
-26	92	68	24,0
-27	93,5	69	24,5
- 28 и ниже	95	70	25,0

Примечание: Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°С.

1.2.1.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В настоящее время на котельной №10 работают 3 паровых котла. Суммарное время работы котельной за год составляет 8424 часа в год. Сведения о времени работы котельной №10 представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3. Сведения о времени работы котельной №10

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	-	744
Февраль	672	-	672
Март	744	-	744
Апрель	720	-	720
Май	264	480	744
Июнь	-	720	720
Июль	-	744	744
Август	-	408	408
Сентябрь	-	720	720
Октябрь	672	72	744
Ноябрь	720	-	720
Декабрь	744	-	744
Среднегодовые значения	5280	3144	8424

1.2.1.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Приборы учета отпуска тепла на котельной отсутствуют, учет тепла, отпущенного в тепловые сети, производится расчетным методом.

1.2.1.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по авариям на источнике представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4. Статистика аварийных ситуаций на котельной №10

Месяц	2011	2012	2013
Январь	1		
Февраль	1		
Март			
Апрель			
Май			
Июнь	1		
Июль			
Август	16		1
Сентябрь	1		
Октябрь			
Ноябрь	1		
Декабрь			
Итого	21		1

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №10 отсутствуют.

1.2.2. Котельная №8 дер. Вайялово

1.2.2.1. Структура основного оборудования

В котельной установлено 2 паровых котла ДКВР-2,5-13, переведенных на водогрейный режим работы, суммарной установленной мощностью 3,72 МВт (3,2 Гкал/ч).

Здание газовой котельной 1971 года постройки. Котельная оборудована двумя котлами ДКВР-2,5/13 производства Бийского котельного завода.

Котлы - паровые вертикально-водотрубные с экранированной топочной камерой и кипяtilным пучком, выполненные по конструктивной схеме «Д», характерной особенностью которой является боковое расположение конвективной части котла относительно топочной камеры.

Данные по основному оборудованию котельной представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5. Структура основного оборудования

Параметр	Значение
Тип и количество котлов	ДКВР-2,5-13 – 2 шт.
Производительность котельной, МВт (Гкал/ч)	3,72 (3,2)
Завод-изготовитель котлов	ОАО «Бийский котельный завод»
Год ввода котельной в эксплуатацию	1979
Вид топлива	газ
Тип ХВО	Ионообменный (2-х ступенчатое На-катионирование)
Тип автоматики регулирования	Р-25 Контур
Учет отпуска тепловой энергии, типы приборов учета	присутствуют

1.2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности

В котельной установлено два паровых котла, переведенных на водогрейный режим работы (далее – водогрейные котлы), суммарной установленной мощностью 3,72 МВт (3,2 Гкал/ч).

1.2.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Согласно режимным картам котлов, располагаемая тепловая мощность котельной составляет 3,14 МВт (2,7 Гкал/ч).

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

Потребление тепловой мощности котельной №8 на собственные нужды составляет 0,057 МВт (0,05 Гкал/ч). Тепловая мощность нетто котельной составляет 3,08 МВт (2,65 Гкал/час).

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

Котельная была построена в 1971 году. Теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 1979 года.

1.2.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности

На котельной реализована одноконтурная система. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая.

Тепловая схема котельной представлена на рисунке 1.3.

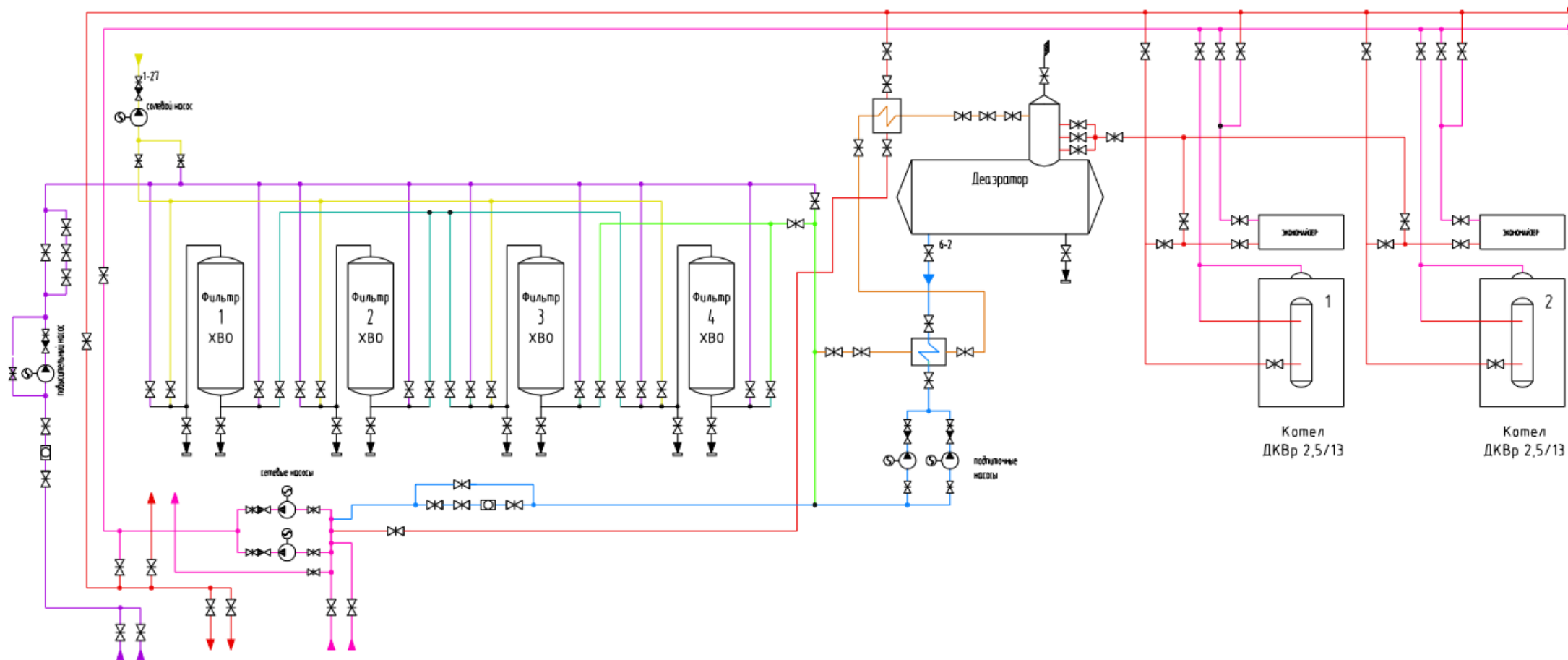


Рисунок 1.3. Тепловая схема котельной

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

Система теплоснабжения котельной – двухтрубная. Теплоснабжение потребителей от котельной №8 осуществляется по температурному графику 95/70°C.

Таблица 1.6. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №8

t наружного воздуха, °C	t прямой воды, °C	t обратной воды, °C
10	63	33
9	63	34
8	63	35
7	63	36
6	63	38
5	63	39
4	63	40
3	63	42
2	63	43
1	63	44
0	63	45
-1	63	46
-2	63	47
-3	63	48
-4	63	49
-5	64	50
-6	65	51
-7	67	52
-8	69	53
-9	70	54
-10	72	55
-11	73	56
-12	75	57
-13	76	58
-14	78	59
-15	80	60
-16	81	61
-17	83	62
-18	85	62
-19	86	64
-20	88	65
-21	89	66
-22	90	67

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С
-23	92	68
-24	93	69
-25	95	70

1.2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В настоящее время на котельной №8 работают 2 водогрейных котла ДКВР-2,5-13. Суммарное время работы котельной за год составляет 8424 часа в год. Сведения о времени работы котельной №8 представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7. Сведения о времени работы котельной №8

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	-	744
Февраль	672	-	672
Март	744	-	744
Апрель	720	-	720
Май	264	480	744
Июнь	-	720	720
Июль	-	744	744
Август	-	408	408
Сентябрь	-	720	720
Октябрь	672	72	744
Ноябрь	720	-	720
Декабрь	744	-	744
Среднегодовые значения	5280	3144	8424

1.2.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

На котельной установлены приборы учета отпуска тепла, учет производится по приборам учета тепловой энергии.

1.2.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Аварий на котельной №8 МУП «Тепловые сети» г. Гатчина не было.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №8 отсутствуют.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии

1.3.1.1. СЦТ котельной №10 дер. Малое Верево

Система теплоснабжения - четырехтрубная.

Схема тепловых сетей котельной №10 – тупиковая. Протяженность тепловых сетей составляет 11753,0 м в однострубно́м исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 273 мм, минимальный – 32 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 107 мм.

1.1.1.1. СЦТ котельной №8 дер. Вайялово

Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая.

Схема тепловых сетей котельной №8 – тупиковая.

Данные о тепловых сетях котельной не предоставлены.

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

На территории Веревского сельского поселения существует две изолированные системы централизованного теплоснабжения:

- система централизованного теплоснабжения котельной №10 дер. Малое Верево;
- система централизованного теплоснабжения котельной №8 дер. Вайялово.

Схема тепловых сетей котельной №10 представлена на рисунке 1.4 и 1.5.

Схема тепловых сетей котельной №8 МУП «Тепловые сети» г. Гатчина не предоставлена.

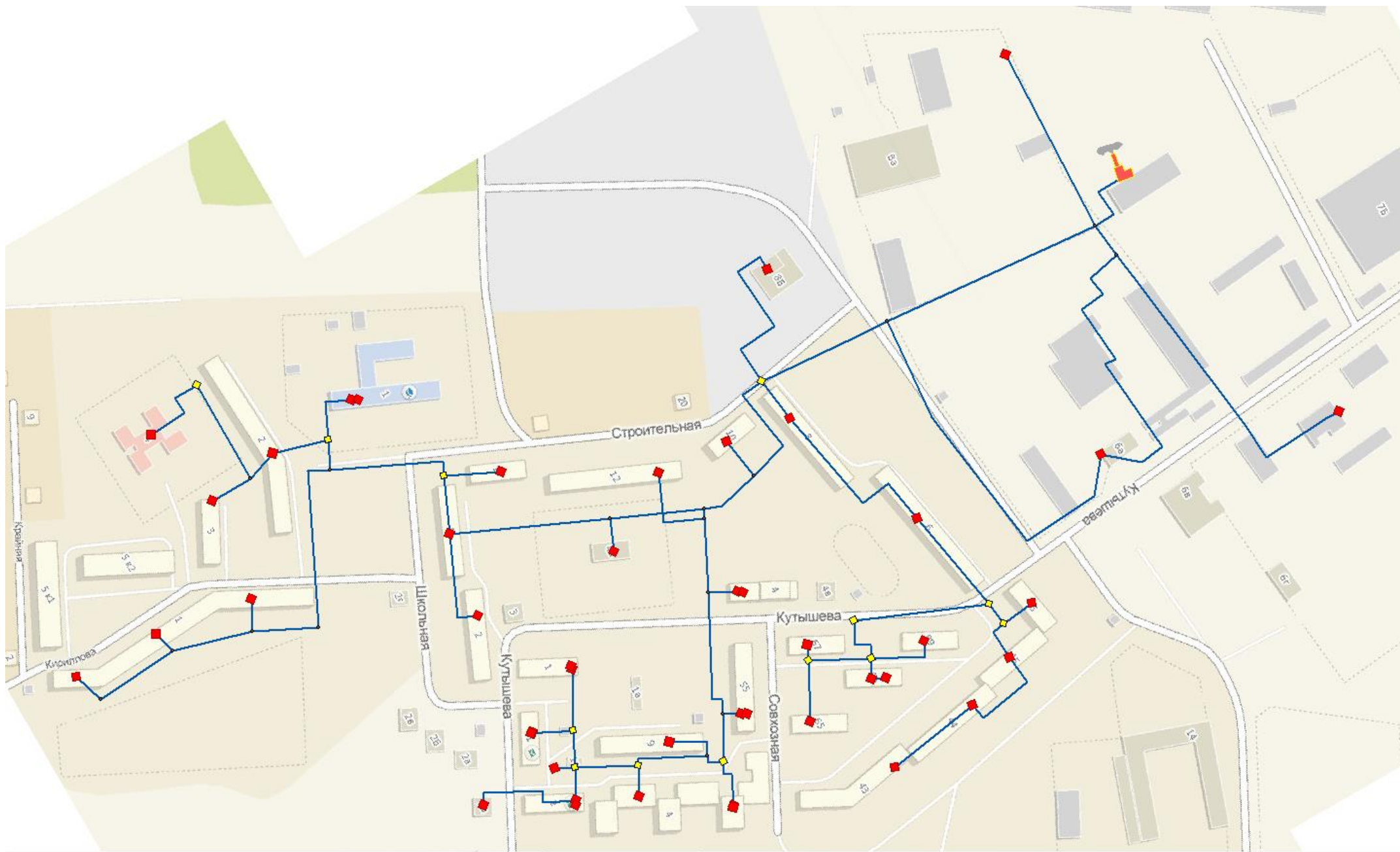


Рисунок 1.4. Схема тепловых сетей котельной №10 (контур отопления)

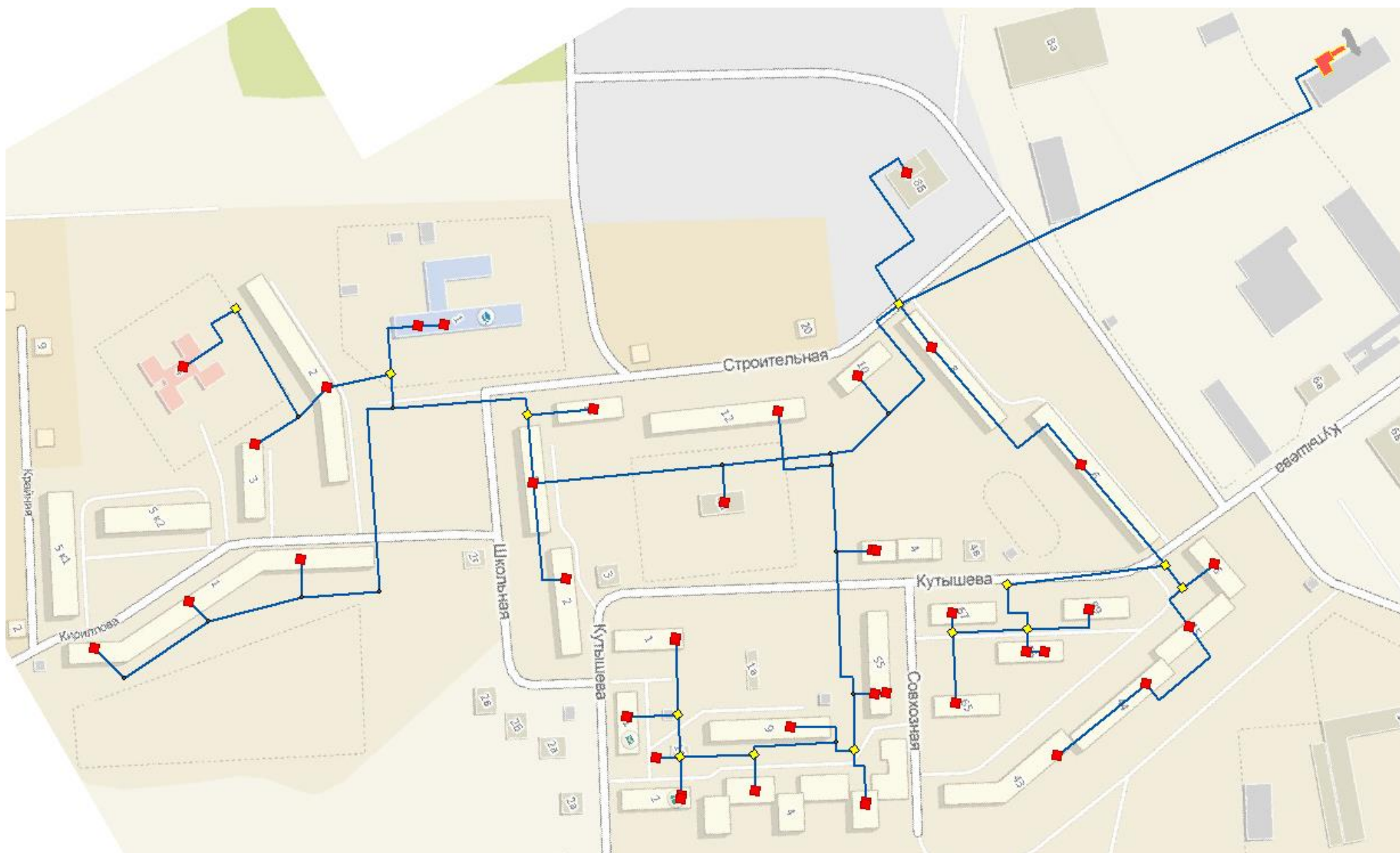


Рисунок 1.5. Схема тепловых сетей котельной №10 (контур ГВС)

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

1.3.3.1. СЦТ котельной №10 дер. Малое Верево

Система теплоснабжения котельной - четырехтрубная. Теплоснабжение и горячее водоснабжение потребителей осуществляется по двум независимым контурам. Параметры тепловых сетей отопления и горячего водоснабжения представлены в таблицах 1.8 и 1.9 соответственно.

Прокладка тепловых сетей выполнена подземным и надземным способами. Распределение тепловых сетей котельной №10 по типу прокладки графически представлено на рисунках 1.5 и 1.6. Как видно из диаграмм, среди сетей отопления и горячего водоснабжения наиболее часто применяется надземная прокладка.

При подземной бесканальной прокладке тепловых сетей применяется битумно-перлитовая теплоизоляция труб. При надземной прокладке в качестве теплоизоляции используется минвата и рубероид.

Все тепловые сети проложены в период с 1959 по 1989 год.

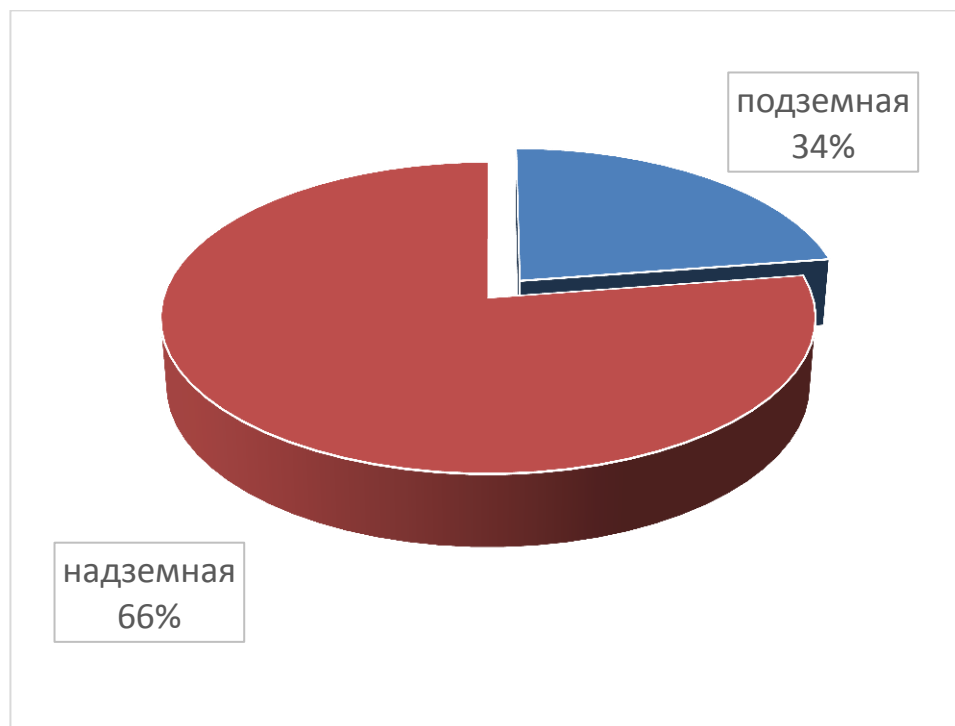


Рисунок 1.6. Распределение сетей отопления котельной №10 по типу прокладки

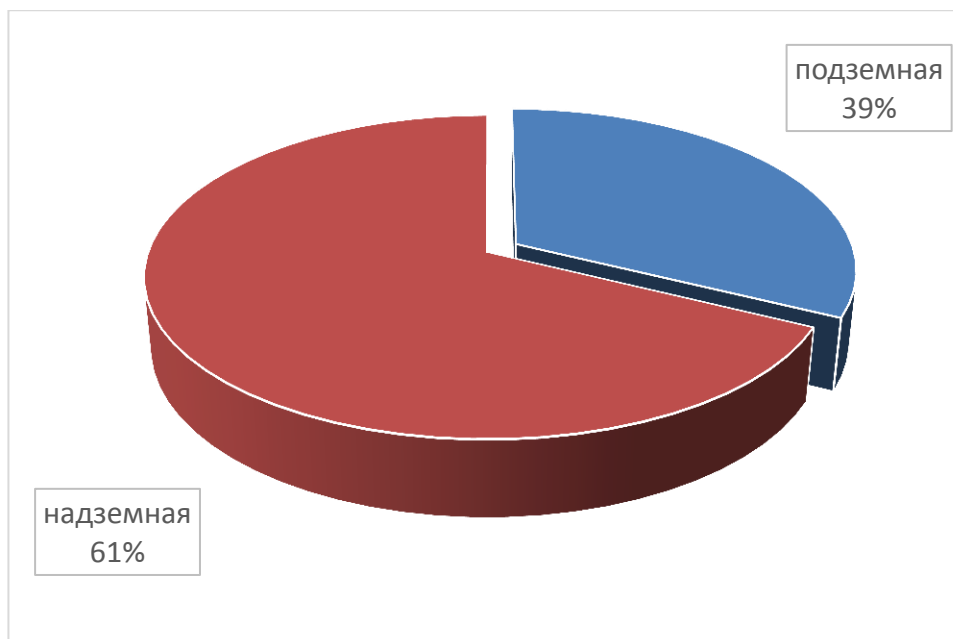


Рисунок 1.7. Распределение сетей ГВС котельной №10 по типу прокладки

Таблица 1.8. Параметры тепловых сетей котельной №10 дер. Малое Верево (отопление)

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки (подземная / надземная)	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D _y , мм		Наружный диаметр, D _n , мм		Длина участка L, м			Материальная характеристика, м ²		
				Прямой	Обратный	Прямой	Обратный	Подающий	Обратный	Итого	Прямой	Обратный	Итого
1	С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	битум-перлит	150	150	159	159	60	60	120	9.54	9.54	19.08
2	С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	битум-перлит	125	125	133	133	75	75	150	9.975	9.975	19.95
3	С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	битум-перлит	100	100	108	108	250	250	500	27	27	54
4	С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	битум-перлит	80	80	89	89	250	250	500	22.25	22.25	44.5
5	С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	битум-перлит	50	50	57	57	540	540	1080	30.78	30.78	61.56
6	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	250	250	273	273	350	350	700	95.55	95.55	191.1
7	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	200	200	219	219	300	300	600	65.7	65.7	131.4
8	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	150	150	159	159	405	405	810	64.395	64.395	128.79
9	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	100	100	108	108	525	525	1050	56.7	56.7	113.4
10	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	80	80	89	89	435	435	870	38.715	38.715	77.43
11	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	125	125	133	133	40	40	80	5.32	5.32	10.64
12	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	50	50	57	57	245	245	490	13.965	13.965	27.93
ИТОГО								3475	3475	6950	439.89	439.89	879.78
в т. ч. подземная прокладка								1175	1175	2350			
надземная прокладка								2300	2300	4600			

Таблица 1.9. Параметры тепловых сетей котельной №10 дер. Малое Верево (ГВС)

№ участка	Год прокладки	Вид прокладки (подземная / надземная)	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Наружный диаметр, Дн, мм		Длина участка L, м			Материальная характеристика, м2		
				Прямой	Обратный	Прямой	Обратный	Подающий	Обратный	Итого	Прямой	Обратный	Итого
1	С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	битум-перлит	100		108	0	182		182	19.66	0.00	19.66
2	С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	битум-перлит		50	0	57		182	182	0.00	10.37	10.37
3	С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	битум-перлит	80		89	0	167		167	14.86	0.00	14.86
4	С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	битум-перлит		50	0	57		167	167	0.00	9.52	9.52
5	С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	битум-перлит	50	50	57	57	580	580	1160	33.06	33.06	66.12
6	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	200		219	0	175		175	38.33	0.00	38.33
7	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	150		159	0	150		150	23.85	0.00	23.85
8	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	100	100	108	108	170	170	340	18.36	18.36	36.72
9	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	100		108	0	143		143	15.44	0.00	15.44
10	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид		100	0	108		175	175	0.00	18.90	18.90
11	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	80		89	0	300		300	26.70	0.00	26.70
12	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид		70	0	76		150	150	0.00	11.40	11.40
13	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	50	50	57	57	350	350	700	19.95	19.95	39.90
14	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид		50	0	57		443	443	0.00	25.25	25.25
15	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	40	40	45	45	160	160	320	7.20	7.20	14.40
16	С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	25	25	32	32	25	25	50	0.80	0.80	1.60
ИТОГО								2401.5	2401.5	4803			
в т. ч. надземная прокладка								1473	1473	2946			
подземная прокладка								929	929	1858			

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

При подземной прокладке запорная арматура на тепловых сетях установлена в тепловых камерах. 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.

На тепловых сетях установлена ручная клиновая запорная арматура. Электроприводная запорно-регулирующая арматура на балансе энергоснабжающей организации отсутствует.

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 прямыми, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного прямого. 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.

1.3.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Система теплоснабжения котельной №10 дер. Малое Верево - четырехтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем

трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Качественное регулирование обеспечивает стабильный расход теплоносителя и, соответственно, гидравлический режим системы теплоснабжения на протяжении всего отопительного периода, что является основным его достоинством.

Теплоснабжение потребителей от котельной №10 осуществляется по температурным графикам 95/70°C и 65/50°C на отопление и горячее водоснабжение соответственно.

Температурный график регулирования отпуска в сети отопления – 95/70°C, представлен в таблице 1.10.

Выбор графика обоснован тепловой нагрузкой отопления, надежностью оборудования источника тепловой энергии и близким расположением абонентов тепловой сети.

Таблица 1.10. Температурный график котельной №10 дер. Малое Верево (контур отопления)

t наружного воздуха, °C	t прямой воды, °C	t обратной воды, °C	Разность температур, °C
10	36	32	4,0
9	37,5	32,9	4,6
8	39	33,8	5,2
7	41	35,2	5,8
6	43	36,6	6,4
5	44,5	37,5	7,0
4	46	38,4	7,6
3	48	39,8	8,2
2	50	41,2	8,8
1	51,5	42,1	9,4
0	53	43	10,0
-1	54,5	43,9	10,6
-2	56	44,8	11,2
-3	57,5	45,7	11,8
-4	59	46,6	12,4
-5	60,5	47,5	13,0
-6	62	48,4	13,6
-7	63,5	49,3	14,2
-8	65	50,2	14,8
-9	66,5	51,5	15,4
-10	68	52	16,0
-11	69,5	53	16,5
-12	71	54	17,0
-13	72,5	55	17,5

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С	Разность температур, °С
-14	74	56	18,0
-15	75,5	57	18,5
-16	77	58	19,0
-17	78,5	59	19,5
-18	80	60	20,0
-19	81,5	61	20,5
-20	83	62	21,0
-21	84,5	63	21,5
-22	86	64	22,0
-23	87,5	65	22,5
-24	89	66	23,0
-25	90,5	67	23,5
-26	92	68	24,0
-27	93,5	69	24,5
- 28 и ниже	95	70	25,0

Примечание: Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°С.

Система теплоснабжения котельной №8 дер. Вайялово – двухтрубная, закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом. Теплоснабжение потребителей от котельной №8 осуществляется по температурному графику 95/70°С.

Температурный график регулирования отпуска в сети отопления – 95/70°С, представлен в таблице 1.11.

Таблица 1.11. Температурный график котельной №8 дер. Вайялово

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С
10	63	33
9	63	34
8	63	35
7	63	36
6	63	38
5	63	39
4	63	40
3	63	42
2	63	43
1	63	44
0	63	45
-1	63	46
-2	63	47
-3	63	48
-4	63	49
-5	64	50

t наружного воздуха, °С	t прямой воды, °С	t обратной воды, °С
-6	65	51
-7	67	52
-8	69	53
-9	70	54
-10	72	55
-11	73	56
-12	75	57
-13	76	58
-14	78	59
-15	80	60
-16	81	61
-17	83	62
-18	85	62
-19	86	64
-20	88	65
-21	89	66
-22	90	67
-23	92	68
-24	93	69
-25	95	70

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

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют расчетным.

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Пьезометрические графики и результаты гидравлического расчета системы теплоснабжения котельной №10 представлены в приложении Б.

Результаты расчетов показывают, что гидравлические характеристики системы теплоснабжения котельной №10 не соответствуют рекомендованным. Удельные гидравлические потери контура отопления на некоторых участках превышают рекомендуемый уровень. Скорости течения сетевой воды в контуре отопления находятся в рекомендуемом диапазоне (от 0,3 м/с до 1,5 м/с), за

исключением отдельных участков. При этом скорости течения сетевой воды во всем контуре ГВС значительно ниже рекомендуемой границы (0,3 м/с).

Необходимо отметить, что нормативными документами не регламентируется предельно допустимый уровень удельных гидравлических потерь. Однако, существуют рекомендации в различных справочниках. Ими устанавливаются следующие величины удельных потерь:

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

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

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

1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей

На тепловых сетях котельной №8 дер. Вайялово аварий за 2011 – 2013 гг. зафиксировано не было.

Данные по аварийным ситуациям на тепловых сетях котельной №10 дер. Малое Верево представлены в таблице 1.12.

Таблица 1.12. Данные по аварийным ситуациям на тепловых сетях котельной №10 дер. Малое Верево за 2011-2013 гг.

Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
16.03.2011	Верево ул.Киевская д.4	1	
23.05.2011	Верево ул.Киевская д.45		1
31.07.2011	Верево Киевское ш.д.4		1
17.08.2011	Верево Киевское ш.д.45	1	
22.08.2011	Верево ул. Совхозная д.67		1
03.10.2011	Верево -ул.Кутышева д.46		1
07.10.2011	Верево ул.Совхозная д.66		1
22.10.2011	Верево ул.Совхозная ТК №13	1	
18.11.2011	Верево ул.Совхозная д.65	1	
Итого за 2011 год		4	5
11.02.2012	Верево ул.Школьная д.4		1
14.03.2012	Верево ул.Киевская д.4	1	
11.04.2012	Верево Киевское ш. д.45		1
18.06.2012	Верево Киевское ш.д.4		1
26.06.2012	Верево Киевское ш.д.4	1	
27.06.2012	Верево Киевское ш.д.4	1	
02.07.2012	Верево Киевское ш.	1	
03.07.2012	Верево Киевское ш. д.4	1	
04.07.2012	Верево Киевское ш. д.4	1	
05.07.2012	Верево Киевское ш. д.4	1	
09.07.2012	Верево Киевское ш. д.4	1	
11.07.2012	Верево Киевское ш. д. 4	1	
03.10.2012	Верево ул. Кириллова д. 2	1	
05.12.2012	Верево Киевское ш. д. 4	1	
06.12.2012	Верево Киевское ш. д. 4	1	
21.12.2012	Верево Киевское ш. д.4		1
Итого за 2012 год		12	4
05.02.2013	Верево ул. Кутышева д.6		1
26.02.2013	Верево ул. Кутышева д.6		1
26.07.2013	Верево Киевское ш. д. 45		1

Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
06.08.2013	Верево ул. Кириллова д.1		1
02.10.2013	Верево ул. Кириллова д. 1,2		1
04.10.2013	Верево ул. Кириллова д. 1,2		1
06.10.2013	Верево ул.Кириллова д.1		1
26.12.2013	Верево ул.Совхозная д.65	1	
28.12.2013	Верево ул.Совхозная д.65	1	1
30.12.2013	Верево ул.Совхозная д.65	1	
Итого за 2013 год		3	5

Интенсивность отказов тепловых сетей котельной №10 составила в 2011 году - 0,77/(км*год), в 2012 году – 1,36/(км*год), в 2013 году - 0,94/(км*год). Значения интенсивности отказов тепловых сетей говорят об их малой надежности.

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

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».

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

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 строительно-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°C.

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°C. 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 теплопотребления 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 строительно-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.

Процедуры летних ремонтов, параметры и методы испытаний тепловых сетей (гидравлических, температурных, на тепловые потери) проводимые ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», соответствуют нормативно-технической документации.

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

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго № 325 от 30 декабря 2008 года (с изменениями от 1 февраля 2010 г.) «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относятся потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования и техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, а именно:

- потери и затраты теплоносителя в пределах установленных норм;
- потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами 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, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматривающими такой слив, определяются конструкцией указанных приборов.

Затраты теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях котельной №10 дер. Малое Верево на 2015 год представлены в таблице 1.13.

Таблица 1.13. Нормативы технологических потерь

Параметр		Значение
Годовые затраты и потери теплоносителя, м ³ (т)	с утечкой	1807,36
	на пусковое заполнение	609,18
	на регламентные испытания	-
	со сливами САРЗ	-
	всего	2416,54
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	через изоляцию	6306,90
	с затратами теплоносителя	133,42
	всего	6440,33

1.3.14. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года

Потери в тепловых сетях источников Веревского сельского поселения за последние три года представлены в таблице 1.14.

Таблица 1.14. Потери в тепловых сетях, Гкал

Наименование источника	Ед. изм	2011	2012	2013
СЦТ котельной №10 дер. Малое Верево	Гкал	2137.0	2115.7	2094.1
СЦТ котельной №8 дер. Вайялово	Гкал	н/д	н/д	496.4

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 тепlopотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

Система теплоснабжения котельной №10 дер. Малое Верево - четырехтрубная. Теплоснабжение и горячее водоснабжение осуществляется по двум независимым контурам. Для обеспечения качественного теплоснабжения в контуре ГВС поддерживается циркуляция.

Схема подключения тепlopотребляющих установок потребителей к тепловым сетям котельной №10 представлена на рисунке 1.8.

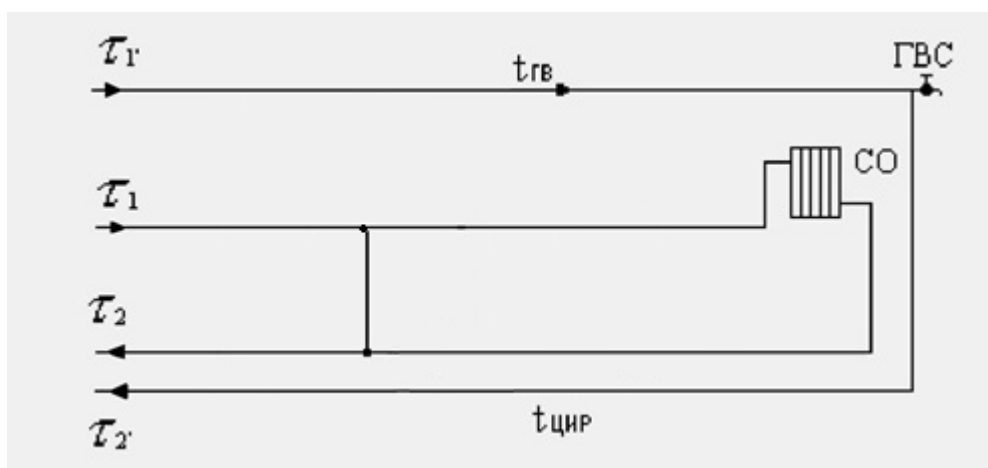


Рисунок 1.8. Схема подключения потребителей к четырехтрубным системам теплоснабжения

Система теплоснабжения котельной №8 дер. Вайялово – двухтрубная, закрытая. Схемы подключения тепlopотребляющих установок потребителей к тепловым сетям котельной №8 представлены на рисунке 1.9

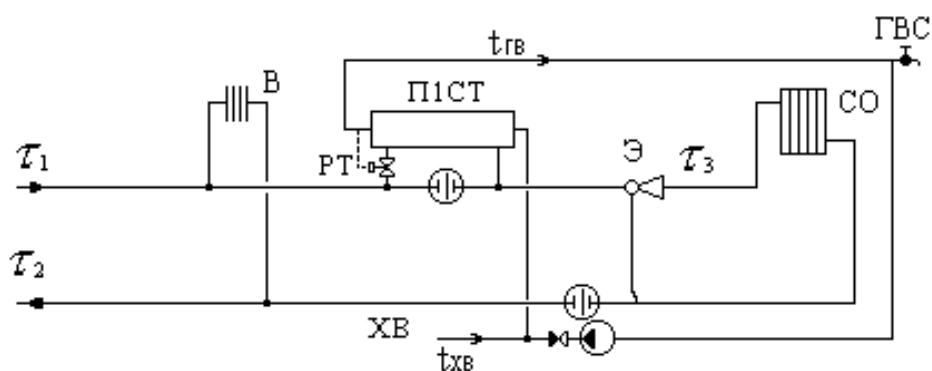


Рисунок 1.9. Схема подключения потребителей к двухтрубным системам теплоснабжения закрытого типа

1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям

На настоящий момент в системе теплоснабжения котельной №10 дер. Малое Верево приборный учет тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, практически отсутствует. Единственным абонентом тепловой сети с установленным счетчиком учета тепловой энергии является ОАО «Верево». В системе теплоснабжения котельной №8 дер. Вайялово у потребителей установлены приборы коммерческого учета.

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

Диспетчерская служба ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» оснащена средствами телемеханизации. Контроль за работой котельной №10 осуществляется из диспетчерского пункта при помощи телефонной связи с котельной.

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

В системе теплоснабжения котельной №10 дер. Малое Верево центральные тепловые пункты и насосные станции отсутствуют.

Данные по уровню автоматизации и обслуживания центрального теплового пункта в системе теплоснабжения котельной №8 дер. Вайялово не предоставлены.

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Предохранительная арматура, осуществляющая защиту тепловых сетей от превышения давления, отсутствует.

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

Согласно исходным данным, в настоящее время бесхозные тепловые сети в Веревском сельском поселении отсутствуют.

В случае обнаружения бесхозных тепловых сетей решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозных тепловых сетей, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона "О теплоснабжении" от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ.

В случае выявления тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации, орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

Зона действия котельной №10 дер. Малое Верево расположена в деревне Малое Верево и охватывает зону средне-этажной (5 этажей) и малоэтажной (2-4

этажа) застройки в районе улиц Кутышева, Совхозной, Школьной, Кириллова. Также в зону действия котельной попадают частично предприятия промышленного комплекса, находящиеся в непосредственной близости от котельной. Зона действия котельной представлена на рисунке 1.10.

Зона действия котельной №8 расположена в деревне Вайялово и охватывает зону средне-этажной застройки в юго-западной части поселения.

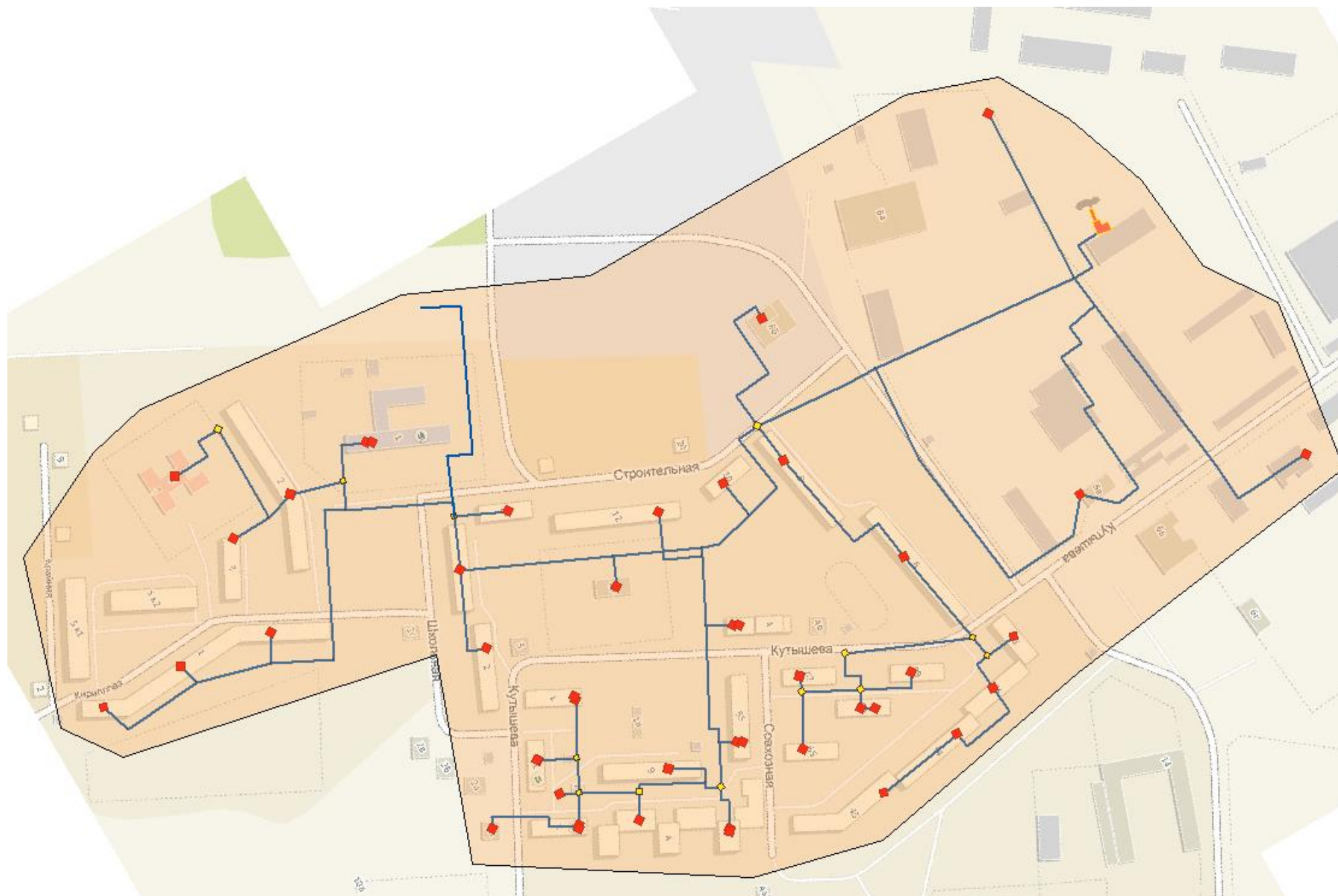


Рисунок 1.10. Зона действия котельной №10 дер. Малое Верево

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

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

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и ГВС для Гатчинского района Ленинградской области составляет минус 26°С.

Средняя температура отопительного сезона (принята средней за пять лет, согласно данным метеорологических служб) составляет минус 1,8°С.

Продолжительность отопительного сезона составляет 220 суток.

В качестве элементов территориального деления приняты 19 населенных пунктов, входящих в состав Веревского сельского поселения.

Централизованное теплоснабжение присутствует только в дер. Малое Верево и дер. Вайялово.

Тепловые нагрузки абонентов котельных представлены в приложении В. В результате анализа перечня потребителей тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения на территории Веревского сельского поселения были получены значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха, представленные в таблице 1.15.

Характер тепловой нагрузки централизованных систем теплоснабжения Веревского сельского поселения в дер. Малое Верево и в д. Вайялово представлен на рисунке. Как видно из диаграммы, основную часть тепловой нагрузки (более 90%) в обоих населенных пунктах составляет нагрузка на отопление.

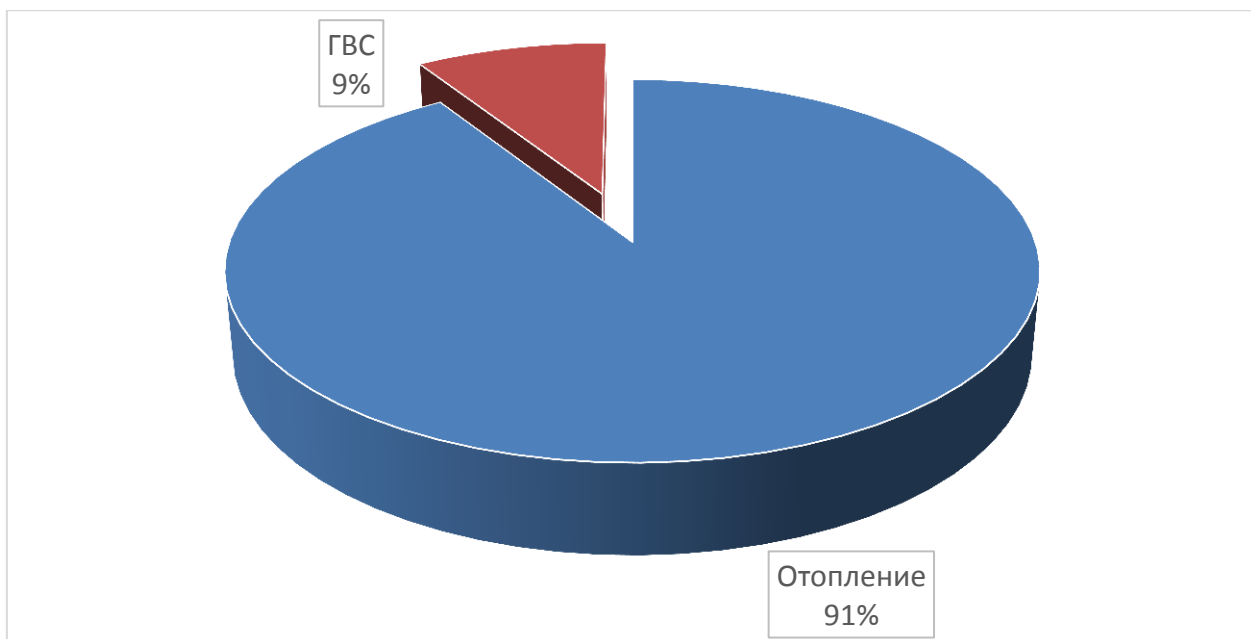


Рисунок 1.11. Соотношение тепловых нагрузок централизованных систем теплоснабжения Веревского сельского поселения

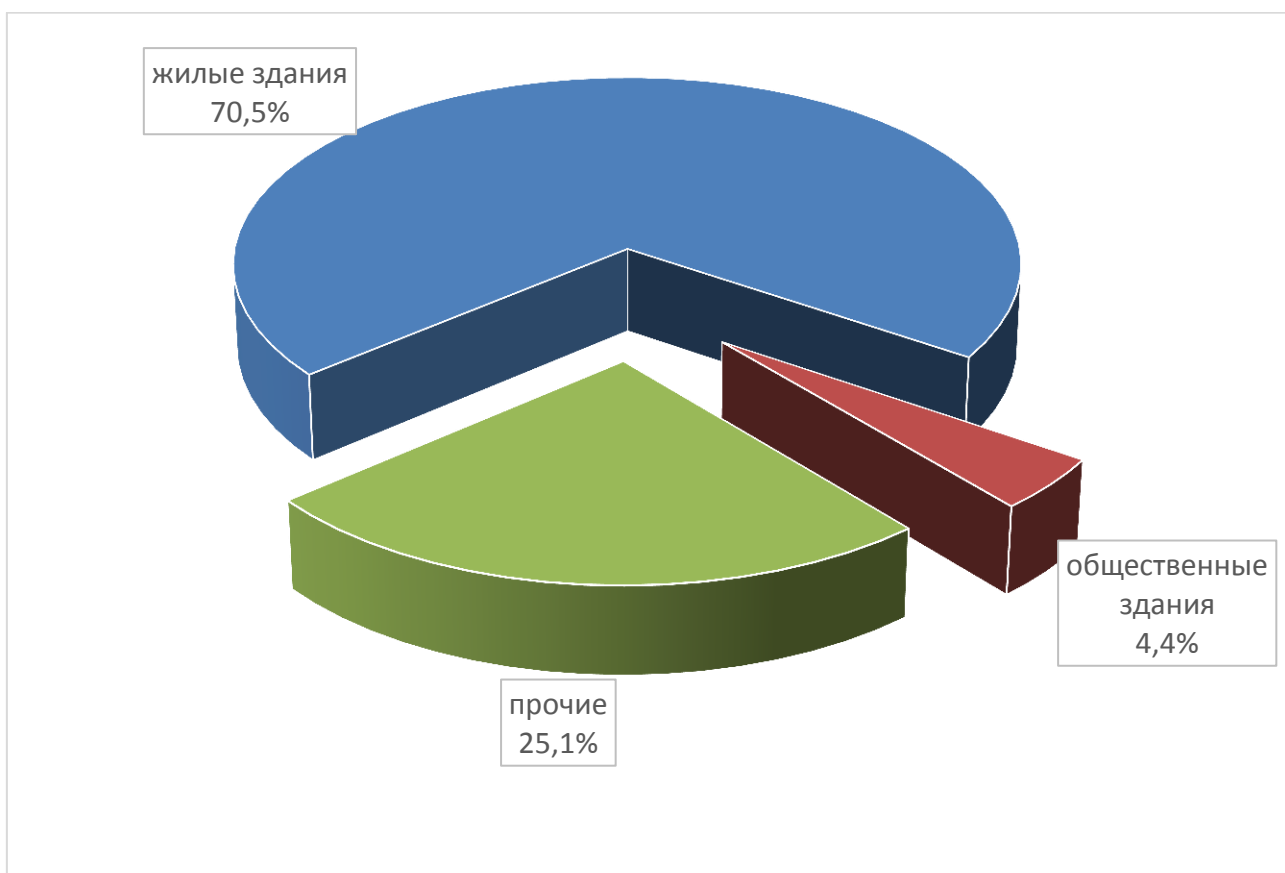


Рисунок 1.12. Соотношение тепловых нагрузок централизованных систем теплоснабжения Веревского сельского поселения по типам потребителей

Таблица 1.15. Тепловые нагрузки потребителей централизованного теплоснабжения

Параметр	дер. Малое Верево (котельная №10)	Дер. Вайялово (котельная №8)	Итого по поселению
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	7.9996	2.4333	10.4329
отопление	7.1924	2.2977	9.4901
ГВС (макс.)	0.8072	0.1356	0.9428
жилые здания	6.6318	0.7271	7.3589
отопление	5.8614	0.6138	6.4752
ГВС (макс.)	0.7704	0.1134	0.8838
общественные здания	0.4567	0	0.4567
отопление	0.4226	0	0.4226
ГВС (макс.)	0.0341	0	0.0341
прочие	0.9111	1.7062	2.6173
отопление	0.9084	1.6840	2.5924
ГВС (макс.)	0.0027	0.0222	0.0249

1.5.2. Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников на территории Веревского сельского поселения не зафиксировано.

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

Режим работы котельных на территории Веревского сельского поселения – круглогодичный.

Средняя температура отопительного сезона (принята средней за пять лет, согласно данным метеорологических служб) составляет минус 1,8°С.

Продолжительность отопительного сезона составляет 220 суток.

Значения потребления тепловой энергии представлены в таблице 1.16.

Таблица 1.16. Значения потребления тепловой энергии

	Ед. измерения	Отопительный период	Год
дер. Малое Верево			
Котельная №10	Гкал	21236.2	23267.2
<i>отопление, вентиляция</i>	<i>Гкал</i>	16700.7	16700.7
<i>ГВС</i>	<i>Гкал</i>	4535.5	6566.5
Итого по дер. Малое Верево	Гкал	21236.2	23267.2
дер. Вайялово			
Котельная №8	Гкал	4530.3	4963.5
<i>отопление, вентиляция</i>	<i>Гкал</i>	3562.7	3562.7
<i>ГВС</i>	<i>Гкал</i>	967.6	1400.8
Итого по дер. Вайялово	Гкал	4530.3	4963.5

1.5.4. Существующие 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 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

в отношении отопления:

- в жилых помещениях - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;
- на общедомовые нужды - Гкал на 1 кв. метр 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 коммунальных услуг по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, утвержденные постановлением Правительства Ленинградской области от 24 ноября 2010 года N 313 (с изм. от 30 мая 2014 года) «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному водоснабжению, водоотведению, горячему водоснабжению и отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета», представлены в таблице 1.17.

Таблица 1.17. Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению на территории Ленинградской области

№ 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	0,0207
2	Дома постройки 1946-1970 годов	0,0173
3	Дома постройки 1971-1999 годов	0,0166
4	Дома постройки после 1999 года	0,0099

Нормативы потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение, утвержденные постановлением Правительства Ленинградской области от 11 февраля 2013 г. N 25 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по электроснабжению, холодному и горячему водоснабжению, водоотведению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории ленинградской области, при отсутствии приборов учета», представлены в таблице 1.18.

Таблица 1.18. Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению

N п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома	Норматив потребления горячая вода, м ³ /чел. в месяц
1	Многokвартирные дома с централизованным горячим водоснабжением, оборудованные:	
1.1	ваннами от 1650 до 1700 мм, умывальниками, душами, мойками	4,61
1.2	ваннами от 1500 до 1550 мм, умывальниками, душами, мойками	4,53
1.3	сидячими ваннами (1200 мм), душами, умывальниками, мойками	4,45
1.4	умывальниками, душами, мойками, без ванны	3,64
1.5	умывальниками, мойками, имеющими ванну без душа	1,76
1.6	умывальниками, мойками, без централизованной канализации	1,11
2	Многokвартирные дома, оборудованные быстродействующими газовыми водонагревателями с многоточечным водоразбором	
3	Многokвартирные дома, оборудованные ваннами, водопроводом, канализацией и водонагревателями на твердом топливе	-
4	Многokвартирные дома без ванн, с водопроводом, канализацией и газоснабжением	-
5	Многokвартирные дома без ванн, с водопроводом и канализацией	-
6	Многokвартирные дома с водопользованием из уличных водоразборных колонок	-
7	Общежития с общими душевыми	1,75
8	Общежития с душами при всех жилых комнатах	2,06

При расчетах нагрузки на отопление жилых зданий используются удельные расходы тепловой энергии, принимаемые, в зависимости от характеристики зданий (год постройки, этажность и пр.) в диапазоне от 70,68 до 136,68 ккал/ч.

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 присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

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

1) *Установленная мощность источника тепловой энергии* — сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

2) *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.);

3) *Мощность источника тепловой энергии нетто* — величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

В ходе проведения работ по сбору и анализу исходных данных для разработки Схемы теплоснабжения Веревского сельского поселения были сформированы балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии. Указанные балансы, с

разделением по расчетным элементам территориального деления Вереvского сельского поселения, представлены в таблице 1.19.

Таблица 1.19. Балансы тепловой мощности по источникам тепловой энергии Вереvского сельского поселения

Наименование показателя	Ед. измерения	д. Малое Верево	д. Вайялово
		Котельная №10	Котельная №8
Установленная мощность	Гкал/час	12,88	3,20
Располагаемая мощность	Гкал/час	12,88	2,70
Собственные нужды	%	2,3	2,00%
	Гкал/час	0,19	0,05
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	12,69	2,65
Потери в тепловых сетях	%	9,0%	10,00%
	Гкал/час	0,68	0,24
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	7,53	2,35
Резерв("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	4,48	0,06
	%	35,3%	2,2%

1.6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии

Целью составления балансов установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки является определение резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.

Как видно из таблицы 1.19, все источники тепловой энергии на территории Вереvского сельского поселения имеют резерв тепловой мощности от 35,3% до 11,3%. Графически данная информация представлена на рисунке 1.13.

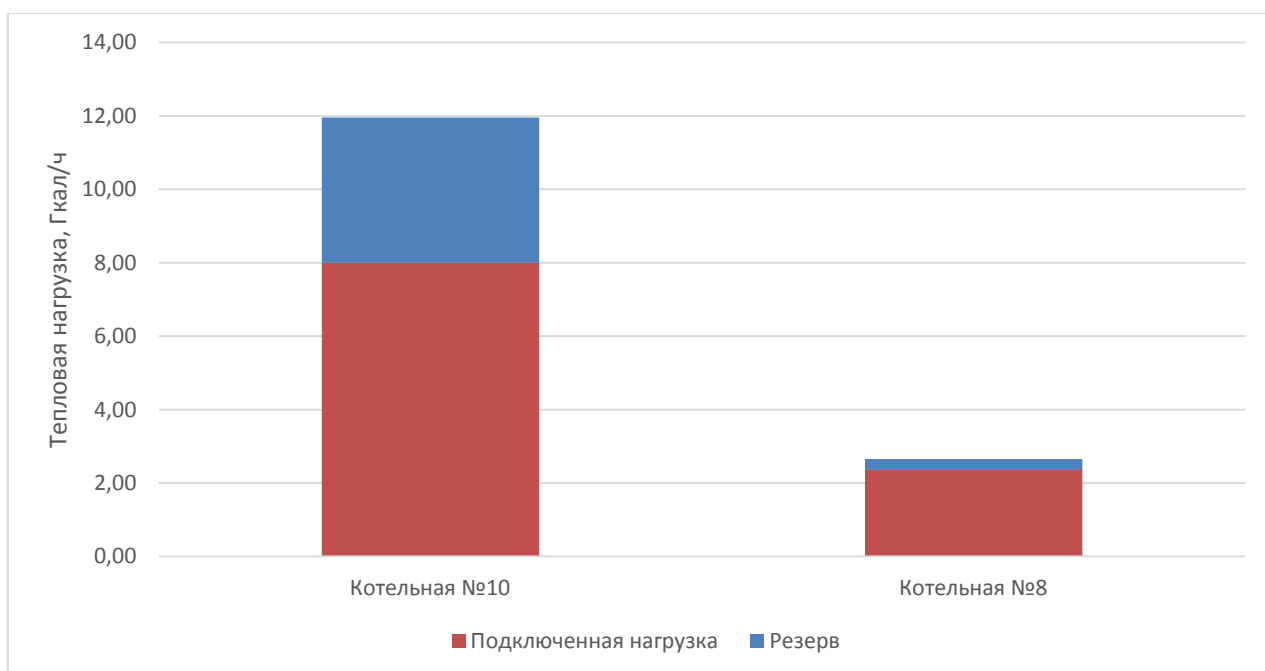


Рисунок 1.13. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто

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

Гидравлические режимы источников тепловой энергии представлены в разделе 1.3.8.

1.7. Балансы теплоносителя

1.7.1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

1.7.1.1. Нормативный режим подпитки

Установка для подпитки системы теплоснабжения на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воды соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов.

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать технологические потери и затраты сетевой воды в тепловых сетях и затраты сетевой воды на горячее водоснабжение у конечных потребителей.

Среднегодовая утечка теплоносителя (м³/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Для компенсации этих расчетных технологических затрат сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования (свыше 0,25% от объема теплосети), 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 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003». 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 , м³/ч) составляет:

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

где G_M – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой.

V_{TC} – объем воды в системах теплоснабжения, м³.

При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 м³ на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м³ на 1 МВт – при открытой системе и 30 м³ на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения.

1.7.1.2. Аварийный режим подпитки

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ и Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей (РД 34.20.801-2000, утв. Минэнерго РФ) в качестве аварии тепловой сети рассматривают лишь повреждение

магистрального трубопровода, которое приводит к перерыву теплоснабжения на срок не менее 36 ч. Таким образом, к аварии приводит существенное повреждение магистрального 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 (в терминологии названных выше документов), 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 (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (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.

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей отсутствуют. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть приведены в таблице 1.20.

Таблица 1.20. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок

Показатель	Ед.изм.	Значение
Котельная №10 дер. Малое Верево		
Объем системы теплоснабжения	м ³	122.71
Водоразбор на нужды ГВС	м ³ /ч	0
Нормативная утечка	м ³ /ч	0.31
Предельный часовой расход на заполнение	м ³ /ч	25.00
Итого подпитка подготовленной водой	м ³ /ч	25.31
Аварийная подпитка	м ³ /ч	2.45
Котельная №8 МУП "Тепловые сети" г. Гатчина		
Объем системы теплоснабжения	м ³	177.9
Водоразбор на нужды ГВС	м ³ /ч	0
Нормативная утечка	м ³ /ч	0.44
Предельный часовой расход на заполнение	м ³ /ч	25.00
Итого подпитка подготовленной водой	м ³ /ч	25.44
Аварийная подпитка	м ³ /ч	3.56
Котельная №8 МУП "Тепловые сети" г. Гатчина	м ³ /ч	177.9

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

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

Котельная №10 дер. Малое Верево и котельная №8 дер. Вайялово используют в качестве топлива природный газ. Калорийность природного газа составляет 7980 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельных приведены в таблице 1.21.

Таблица 1.21. Топливо-энергетические балансы источников тепловой энергии

Наименование показателя	Единицы измерений	2011	2012	2013
Котельная №10 дер. Малое Верево				
Выработано тепловой энергии	Гкал	26482.0	26217.9	25949.7
Затрачено натурального топлива,	тыс.м ³	3517.0	3670.4	3498.5
Котельная №8 дер. Вайялово				
Выработано тепловой энергии	Гкал	4759.1	5494.6	5065.9
Затрачено натурального топлива,	тыс.м ³	691.3	778.9	717.2

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

На котельных №10 дер. Малое Верево и №8 дер. Вайялово не используется резервное и аварийное топливо.

1.9. Надежность теплоснабжения

1.9.1. Методика и показатели надежности

Настоящая методика по анализу показателей, используемых для оценки надёжности 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).

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

- показатель надёжности электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надёжности водоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надёжности топливоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатель технического состояния тепловых сетей, характеризующий наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов;
- показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения;
- показатель относительного аварийного недоотпуска тепла;

1.9.2. Анализ и оценка надёжности системы теплоснабжения

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

1.9.3. Показатели надёжности системы теплоснабжения:

Оценка надёжности системы теплоснабжения рассматриваемых котельных производится по следующим показателям:

а) показатель надёжности 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:

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

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

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

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

t_q – количество часов отопительного периода за предшествующие 12 месяцев.

n – количество источников тепловой энергии.

б) показатель надёжности 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:

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

где $K_{\varepsilon}^{уст.i}$, $K_{\varepsilon}^{уст.n}$ - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

в) показатель надёжности 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 надёжности отдельных источников тепловой энергии;

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

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

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

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

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

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

где $K_{\varepsilon}^{уст.i}$, $K_{\varepsilon}^{уст.n}$ - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

д) показатель технического состояния тепловых сетей (K_c), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене трубопроводов, определяется по формуле:

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

где $S_c^{экспл}$ - протяжённость тепловых сетей, находящихся в эксплуатации;

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

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

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

где

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

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

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{отк.мс}$) определяется показатель надёжности 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 - $K_{отк.мс} = 0,6$;

свыше 1,2 - $K_{отк.мс} = 0,5$.

е) 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 надёжности ($K_{нед}$):

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%

- $K_{нед} = 0,2$

1.9.4. Оценка надёжности систем теплоснабжения:

а) оценка надёжности источников тепловой энергии.

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

надёжные - при $K_э=K_б=K_m=1$;

малонадёжные - при значении меньше 1 одного из показателей $K_э$, $K_б$, K_m .

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

б) оценка надёжности тепловых сетей.

В зависимости от полученных показателей надёжности тепловые сети могут быть оценены как:

высоконадёжные - более 0,9;

надёжные - 0,75 - 0,9;

малонадёжные - 0,5 – 0,74;

ненадёжные - менее 0,5.

в) оценка надёжности систем теплоснабжения в целом.

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

$$K_{над} = \frac{K_э + K_б + K_m + K_б + K_с + K_{отк.мс} + K_{нед}}{7} \quad (12)$$

1.9.5. Расчёт показателей надёжности системы теплоснабжения поселения

Результаты расчёта показателей надёжности систем теплоснабжения представлены в таблице 1.22.

Таблица 1.22. Показатели надёжности системы теплоснабжения

Наименование показателя	Обозначение	Котельная №10 Дер. Малое Верево	Котельная №8 Дер. Вайялово
Показатель надёжности электроснабжения котельной	K_{ε}	0,6	0,6
Показатель надёжности водоснабжения котельной	K_{ε}	0,6	0,6
Показатель надёжности топливоснабжения котельной	K_m	0,5	1
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_{\bar{o}}$	1,0	1,0
Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	0	1,0
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	0,5	1,0
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,600	0,871

Общий показатель надежности системы теплоснабжения котельной №10 дер. Малое Верево составляет 0,6, котельной №8 дер. Вайялово - 0,871.

По общему показателю надёжности систему теплоснабжения Вереvского сельского поселения можно отнести к малонадежным.

1.10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В границах Вереvского сельского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляют открытое акционерное общество «Коммунальные системы Гатчинского района» и муниципальное унитарное предприятие «Тепловые сети» г. Гатчина. Технико-экономические показатели ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» за 2013 год представлены в таблице 1.23, МУП «Тепловые сети» г. Гатчина – таблице 1.24.

Таблица 1.23. Технико-экономические показатели ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» за 2013г.

Показатели	Ед. изм	Тепло снабжение
		Факт 2013г.
Натуральные показатели	Гкал	
Всего отпущено услуг	Гкал	366 229,76
в т.ч. для реализации:	Гкал	364 452,19
населению	Гкал	295 358,29
бюджетным организациям	Гкал	42 443,96
прочим потребителям	Гкал	26 649,94
внутренний оборот	Гкал	1 777,57
Доходы - всего: (с инвестнадбавкой по теплоэнергии)	т.р.	839 387,08
Произв. себестоимость-всего в т.ч.	т.р.	705 640,03
з/плата производ.рабочих	т.р.	45 601,86
начисления на з/плату	т.р.	13 483,78
материалы	т.р.	6 839,70
топливо для котельных в т.ч.	т.р.	317 174,75
стоимость покупной услуги	т.р.	
электроэнергия	т.р.	74 691,45
ремонтные работы	т.р.	46 458,53
амортизация, аренда	т.р.	9 513,53
прочие прямые затраты	т.р.	107 955,47
водопотребление	т.р.	28 090,24
водоотведение	т.р.	7 067,90
цеховые расходы в т.ч.	т.р.	48 762,83
Внутренний оборот	т.р.	2 954,97
Затраты на тов.прод. по произ. себест-ти	т.р.	702 685,06
Общехозяйственные расходы в т.ч.	т.р.	58 741,39
Производственная себ-ть тов.прод.	т.р.	761 426,45

Показатели	Ед. изм	Тепло снабжение
		Факт 2013г.
з/плата всего по предприятию		45 601,86
начисления на з/плату по предприятию		13 483,78
Прибыль(+), убыток(-)	т.р.	77 960,63
Прочие доходы	т.р.	
Прочие расходы	т.р.	69 193,73
Финансовый результат (чистая прибыль/убыток) (с учетом инвестнадбавки)	т.р.	8 766,91
в т.ч. фин-е вып. дох-в от прим. тарифов (справочно) за 2012 год	т.р.	192 639,40
инвестнадбавка (справочно)	т.р.	30 665,01
Стоимость единицы услуги в т. ч.	руб./Гкал	2 254,54
населению (без финансирования из бюджета)	руб./Гкал	1 718,51
бюджетным организациям	руб./Гкал	2 226,78
прочим потребителям	руб./Гкал	2 229,71
Себестоимость единицы услуги	руб./Гкал	2 089,24

Таблица 1.24. Техничко-экономические показатели МУП «Тепловые сети» г. Гатчина за 2012г.

Показатели	Ед. изм.	Теплоснабжение
Натуральные показатели		
Всего отпущено услуг	Гкал	636 968,6
в т.ч. для реализации:	Гкал	584 595,6
населению	Гкал	421 520,8
бюджетным организациям	Гкал	64 524,6
прочим потребителям	Гкал	98 550,2
Доходы - всего: (с инвестнадбавкой по теплоэнергии)	т.р.	623 342,3
Произв. себестоимость-всего в т.ч.	т.р.	539 742,8
з/плата производ. рабочих	т.р.	50 934,3
начисления на з/плату	т.р.	16 413,7
материалы	т.р.	13 327,0
топливо для котельных в т.ч.	т.р.	316 225,4
стоимость покупной услуги	т.р.	
электроэнергия	т.р.	62 616,5
ремонтные работы	т.р.	10 048,5
амортизация, аренда	т.р.	13 386,0
прочие прямые затраты	т.р.	6 789,5
водопотребление	т.р.	4 369,0
Затраты на тов. прод. по произ. себест-ти	т.р.	538 232,2
Общехозяйственные расходы в т.ч.	т.р.	27 386,6
Производственная себ-ть тов. прод.	т.р.	565 618,8
Прибыль(+), убыток(-)	т.р.	12 222,4
Прочие доходы	т.р.	
Прочие расходы	т.р.	
Стоимость единицы услуги в т. ч.	руб./Гкал	1066,28
Себестоимость единицы услуги	руб./Гкал	1045,28

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

В границах Веревского сельского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет открытое акционерное общество «Коммунальные системы Гатчинского района» и МУП «Тепловые сети» г. Гатчина.

Сведения об утвержденных тарифах, устанавливаемых Комитетом по тарифам и ценовой политике Ленинградской области (ЛенРТК) на тепловую энергию (мощность), поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» и МУП «Тепловые сети» г. Гатчина населению, представлены в таблицах 1.25 и 1.26 соответственно.

Таблица 1.25. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» населению

Период действия тарифа	Тариф, руб./Гкал (с НДС)	Наименование органа, принявшего решение, реквизиты решения
01.01.2012 -30.06.2012	1922,47	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказ №158-п от 25.11.2011г.
01.07.2012-31.08.2012	2037,81	
01.09.2012-31.12.2012	2103,48	
01.01.2013-30.06.2013	1810,71	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказ №141-п от 12.11.2012г.
01.07.2013-31.12.2013	2026,53	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказы: №141-п от 12.11.2012г.; №70-п от 25.03.2013г.
01.01.2014-30.06.2014	2026,53	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказ №203-п от 13.12.2013 (ред. от 24.12.2013 N 240-п, от 22.01.2014 N 8-п, от 11.03.2014 N 33-п, от 30.05.2014 N 69-п)
01.07.2014-31.12.2014	2111,64	

Таблица 1.26. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую МУП «Тепловые сети» г. Гатчина населению

Период действия тарифа	Тариф, руб./Гкал (с НДС)	Наименование органа, принявшего решение, реквизиты решения
01.01.2012 -31.12.2012	1258,21	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказ №146-п от 19.11.2012г.
01.01.2013-30.06.2013	1327,72	
01.07.2013-31.12.2013	1493,69	
01.01.2014-30.06.2014	1493,69	Приказ Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской обл. от 20.12.2013г. 219-п
01.07.2014-31.12.2014	1554,25	

Рост тарифа на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» населению, за период с 01.01.2012 по 31.12.2014 года составляет 9,8%. Динамика утвержденных тарифов графически представлена на рисунке 1.14.

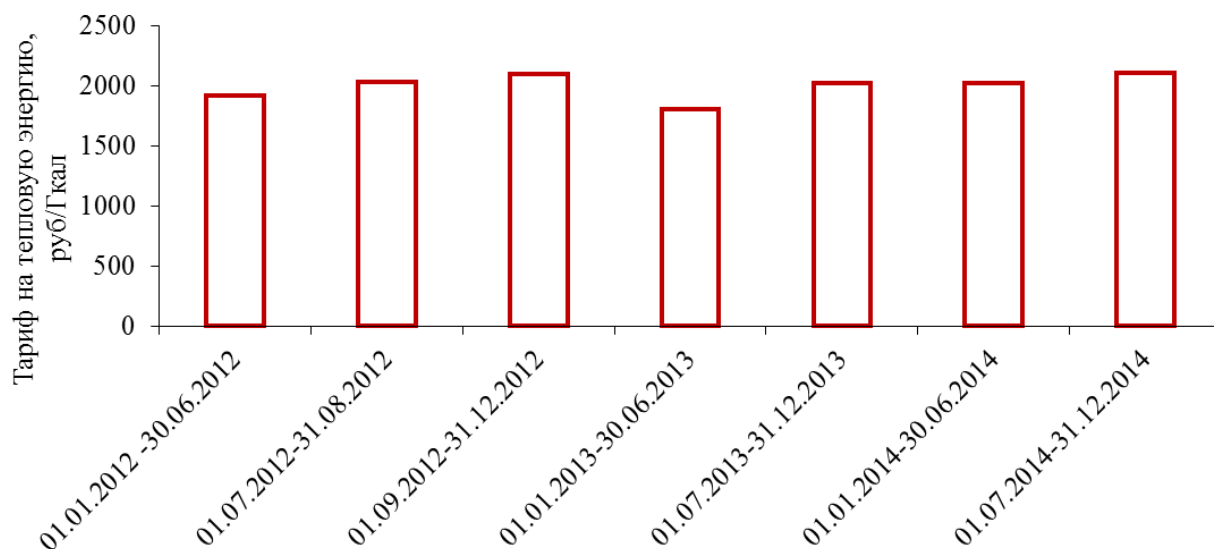


Рисунок 1.14. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» населению

Рост тарифа на тепловую энергию, поставляемую МУП «Тепловые сети» г. Гатчина населению, за период с 01.01.2012 по 31.12.2014 года составляет 23,5%. Динамика утвержденных тарифов графически представлена на рисунке 1.15.

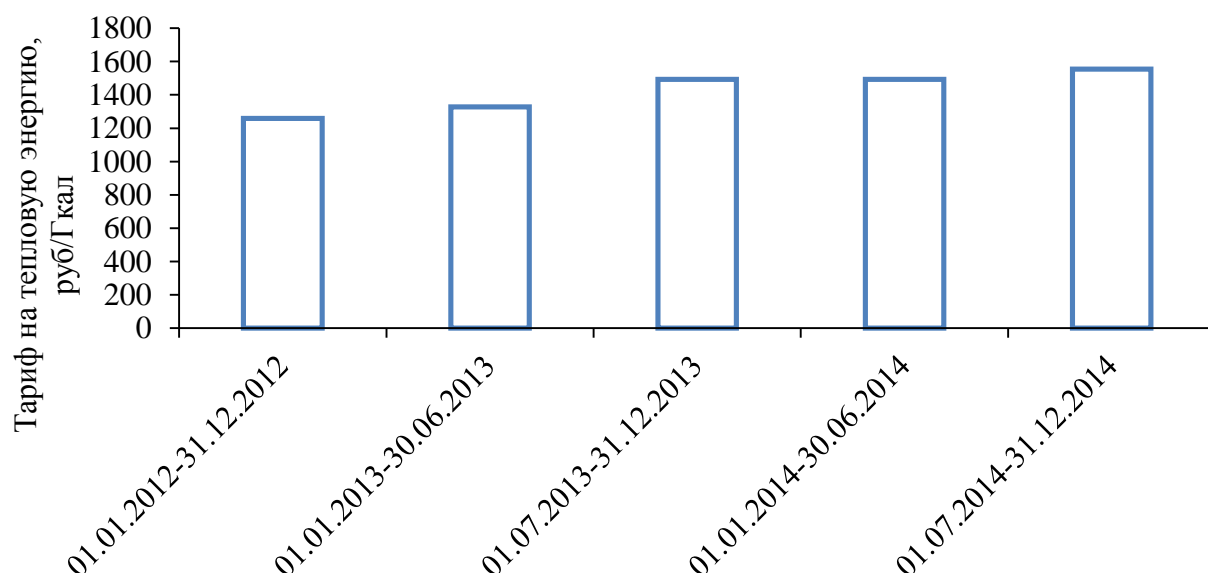


Рисунок 1.15. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую МУП «Тепловые сети» г. Гатчина населению

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.

Структура тарифов ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» на 2014 год представлена в таблице 1.27, МУП «Тепловые сети» г. Гатчина – в таблице 1.28.

Таблица 1.27. Структура тарифа ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» на 2014 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение показателя
1	Основные натуральные показатели		
1.1	Выработка теплоэнергии	Гкал	515 319,50
1.2	Теплоэнергия на собственные нужды котельной:		
1.2.1	Теплоэнергия на собственные нужды котельной	Гкал	15 894,00
1.2.2	Теплоэнергия на собственные нужды котельной, %	%	3,08
1.3	Отпуск с коллекторов	Гкал	499 425,50
1.4	Покупка теплоэнергии	Гкал	-
1.5	Подано теплоэнергии в сеть	Гкал	499 425,50
1.6	Потери теплоэнергии в сетях		
1.6.1	Потери теплоэнергии в сетях, объем	Гкал	118 793,00
1.6.2	Потери теплоэнергии в сетях, %	%	23,79
1.7	Отпущено теплоэнергии всем потребителям	Гкал	380 632,50
1.7.1	в том числе доля товарной теплоэнергии	%	99,47
1.7.2	отпущено тепловой энергии собственным производствам	Гкал	2 007,30
1.7.3	население	Гкал	307 486,60
1.7.3.1	в т.ч. ГВС	Гкал	76 751,30
1.7.3.2	в т.ч. отопление	Гкал	230 735,30
1.7.4	бюджетным	Гкал	42 432,60
1.7.4.1	в т.ч. ГВС	Гкал	3 515,30
1.7.4.2	в т.ч. отопление	Гкал	38 917,30
1.7.5	иным потребителям	Гкал	28 706,00
1.7.5.1	в т.ч. ГВС	Гкал	3 254,80
1.7.5.2	в т.ч. отопление	Гкал	25 451,20
1.7.6	Всего товарной теплоэнергии	Гкал	378 625,20
1.7.6.1	в т.ч. отопление	Гкал	295 103,80
1.7.6.2	в т.ч. ГВС откр.	Гкал	83 521,40
1.7.6.3	в т.ч. ГВС закр.	Гкал	-
2	Расходы на производство тепловой энергии		
2.1	Материалы (химводоподготовка)	тыс. руб.	8 437,55
2.2	Топливо	тыс. руб.	352 983,82
2.3	Электроэнергия	тыс. руб.	28 723,82
2.4	Вода и стоки	тыс. руб.	21 691,25
2.5	Амортизация оборудования	тыс. руб.	5 755,30
2.6	Аренда оборудования	тыс. руб.	10 668,36
2.7	Зарплата производственных рабочих	тыс. руб.	91 852,76
2.8	Страховые взносы (ЕСН)	тыс. руб.	27 739,53
2.9	Прочие прямые расходы	тыс. руб.	178 367,39
2.10	Ремонтные работы	тыс. руб.	10 245,16

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение показателя
2.11	Цеховые расходы	тыс. руб.	24 582,58
2.12	Покупная теплоэнергия итого по всем поставщикам	тыс. руб.	-
2.13	ИТОГО сумма по разделу 2	тыс. руб.	761 047,53
2.14	<i>Удельная себестоимость производства теплоэнергии</i>	руб/Гкал	<i>1 999,43</i>
3	Расходы на производство товарной теплоэнергии		
3.1	Затраты на производство товарной теплоэнергии	тыс. руб.	757 034,08
3.2	Общехозяйственные расходы, относимые на производство товарной теплоэнергии	тыс. руб.	52 231,61
3.3	ИТОГО затрат на производство товарной теплоэнергии	тыс. руб.	809 265,69
3.4	<i>Удельная себестоимость производства товарной теплоэнергии</i>	руб./Гкал	<i>2 137,38</i>
4	Расходы на транспортировку тепловой энергии		
4.1	Материалы (химводоподготовка)	тыс. руб.	-
4.2	Вода и стоки	тыс. руб.	24 365,48
4.3	Электроэнергия	тыс. руб.	54 396,42
4.4	Амортизация оборудования	тыс. руб.	1 000,00
4.5	Аренда оборудования	тыс. руб.	-
4.6	Зарплата производственных рабочих	тыс. руб.	13 725,13
4.7	Страховые взносы (ЕСН)	тыс. руб.	4 144,99
4.8	Прочие прямые расходы	тыс. руб.	70 726,80
4.9	Ремонтные работы	тыс. руб.	33 566,73
4.10	Цеховые расходы	тыс. руб.	3 673,26
4.11	ИТОГО сумма по разделу 4	тыс. руб.	205 598,80
4.12	<i>Удельная себестоимость распределения теплоэнергии</i>	руб/Гкал	<i>540,15</i>
5	Расходы на транспортировку товарной тепловой энергии		
5.1	Затраты по распределению товарной тепловой энергии	тыс. руб.	204 514,55
5.2	Общехозяйственные расходы, относимые на распределение товарной тепловой энергии	тыс. руб.	7 804,72
5.3	ИТОГО затрат по распределению товарной тепловой энергии	тыс. руб.	212 319,28
5.4	<i>Удельная себестоимость распределения товарной тепловой энергии</i>	руб/Гкал	<i>560,76</i>
6	ИТОГО затрат на товарную теплоэнергию	тыс. руб.	1 021 584,96
6.1	<i>Удельная себестоимость товарной теплоэнергии</i>	руб/Гкал	<i>2 698,14</i>
7	Тариф	руб./Гкал	2 738,62
7.1	Средняя рентабельность	%	1,50

Таблица 1.28. Структура тарифа МУП «Тепловые сети» г. Гатчина на 2014 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение показателя
1.	Основные натуральные показатели		
1.1	Выработка теплоэнергии	Гкал	627 518.0
1.2	Теплоэнергия на собственные нужды котельной	Гкал	23 610.8
		%	3.76%
1.3	Отпуск теплоэнергии с коллекторов источника	Гкал	603 907.2

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение показателя
1.4	Покупка теплоэнергии, в т.ч.:	Гкал	33 857.0
	<i>ПИЯФ Орлова Роцца</i>	<i>Гкал</i>	<i>33 240.0</i>
	<i>ЭЛТЕЗА</i>	<i>Гкал</i>	<i>617.2</i>
1.5	Подано теплоэнергии в сеть	Гкал	637 764.2
1.6	Потери теплоэнергии в сетях	Гкал	63 808.7
		%	10.0
1.7	Отпущено теплоэнергии всем потребителям	Гкал	573 955.5
	в том числе доля товарной теплоэнергии	%	
	исполнителям, предоставляющие коммунальные услуги гражданам	Гкал	424 079.6
	бюджетным	Гкал	58 101.2
	иным потребителям	Гкал	91 774.6
	Всего товарной	Гкал	573 955.5
1.8	Расход топлива	тут	100 304.8
	<i>уд.расход</i>	кг/т/Гкал	<i>159.8</i>
1.9	Расход мазута	т.тн	
	Расход газа	т.м ³	87 986.6
1.10	Расход воды	т.м ³	161.0
	<i>уд.расход</i>	м ³ /Гкал	<i>0.26</i>
	Объем стоков	м ³ /Гкал	250.0
1.11	Расход электроэнергии на производство тепловой энергии	т.кВт.ч	20 133.9
	Расход покупной электроэнергии на производство тепловой энергии	т.кВт.ч	14 083.9
	Расход электроэнергии собственной на производство тепловой энергии	т.кВт.ч	6 050.0
	<i>уд.расход</i>	кВт.ч/Гкал	<i>32.08</i>
2.	Расходы на производство тепловой энергии:		
	Материалы	тыс.руб.	13 499.8
	Топливо	тыс.руб.	357 410.1
	Резервное топливо	тыс.руб.	
	Электроэнергия	тыс.руб.	63 775.7
	Вода	тыс.руб.	4 847.6
	Амортизация оборудования	тыс.руб.	14 589.0
	Зарплата производственных рабочих	тыс.руб.	54 092.6
	Страховые взносы	тыс.руб.	16 336.0
	Прочие прямые расходы	тыс.руб.	11 477.6
	Ремонтные работы*	тыс.руб.	8 060.0
	Цеховые расходы	тыс.руб.	
	Лизинговый платеж	тыс.руб.	
	Покупная теплоэнергия	тыс.руб.	38 939.6
	ИТОГО сумма по разделу 2	тыс.руб.	583 028.0
3.	Расходы на производство товарной тепловой энергии:		
3.1	Затраты на производство товарной теплоэнергии	тыс.руб.	583 028.0
3.2	Общехозяйственные расходы, относимые на производство товарной теплоэнергии	тыс.руб.	29 000.0
3.3	Итого затрат на производство товарной теплоэнергии	тыс.руб.	612 028.0
3.4	<i>Удельная себестоимость производства товарной теплоэнергии</i>	<i>руб./Гкал</i>	<i>1 066.3</i>
4.	Расходы на транспортировку тепловой энергии		
	Материалы	тыс.руб.	4 756.6
	Вода	тыс.руб.	
	Электроэнергия	тыс.руб.	
	Амортизация оборудования	тыс.руб.	6 778.0
	Зарплата производственных рабочих	тыс.руб.	18 053.9
	Страховые взносы	тыс.руб.	5 452.3
	Прочие прямые расходы	тыс.руб.	654.7
	Ремонтные работы*	тыс.руб.	7 766.5
	Арендная плата	тыс.руб.	

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение показателя
	Цеховые расходы	тыс.руб.	
	ИТОГО сумма по разделу 4	тыс.руб.	43 462.0
5.	Расходы по распределению товарной тепловой энергии:		
5.1	Затраты по распределению товарной тепловой энергии	тыс.руб.	43 462.0
5.2	Общехозяйственные расходы, относимые на распределение товарной теплоэнергии	тыс.руб.	9 933.1
5.3	Итого затрат по распределению товарной теплоэнергии	тыс.руб.	53 395.1
5.4	<i>Удельная себестоимость распределения товарной теплоэнергии</i>	руб./Гкал	93.0
6.	Итого затраты на товарную теплоэнергию (п.3.3+п.5.3)	тыс.руб.	665 423.1
	<i>Удельная себестоимость товарной теплоэнергии</i>	<i>руб./Гкал</i>	1 159.36
7.	Тариф	руб./Гкал	1 182.34
8.	Всего доходов	тыс.руб.	678 610.6
	Производственная прибыль	тыс.руб.	13 187.5
	Средняя рентабельность	%	2.0
	Цена единицы натурального топлива		
	газ	руб/м ³	4 062.1
	Удельная стоимость электроэнергии	руб/кВт.ч	4.5
	Удельная стоимость воды	руб/м ³	10.5
	Удельная стоимость стоков	руб/м ³	12.6
	Тариф покупки т/э у ПИЯФ РАН	руб./Гкал	1 146.2
	Тариф покупки т/э у ЭЛТЕЗА	руб./Гкал	1 359.8

1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступление денежных средств от осуществления указанной деятельности

Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности отсутствуют.

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 поселения, городского округа

Основной проблемой систем теплоснабжения на территории Веревского сельского поселения является высокий физический износ тепловых сетей и, как следствие, их высокая аварийность.

Все сети котельной №10 дер. Малое Верево были проложены до 1989 года, то есть срок эксплуатации тепловых сетей превышает 25 лет.

Также значителен износ оборудования котельных. Вследствие высокого износа оборудования значительно возрастает вероятность аварий на источнике тепловой энергии.

Основной проблемой развития систем теплоснабжения является недостаток финансирования работ по реконструкции систем теплоснабжения.

2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Централизованное теплоснабжение на территории Веревского сельского поселения присутствует только в дер. Малое Верево и дер. Вайялово.

На территории Веревского сельского поселения существует две изолированные системы централизованного теплоснабжения, расположенных в дер. Малое Верево и дер. Вайялово.

На территории д. Малое Верево централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №10.

На территории д. Вайялово централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №8.

Тепловые нагрузки потребителей централизованного теплоснабжения от каждого источника тепловой энергии представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Данные базового уровня потребления тепла

Параметр	дер. Малое Верево (котельная №10)	Дер. Вайялово (котельная №8)	Итого по поселению
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	7.9996	2.4333	10.4329
отопление	7.1924	2.2977	9.4901
ГВС (макс.)	0.8072	0.1356	0.9428
жилые здания	6.6318	0.7271	7.3589
отопление	5.8614	0.6138	6.4752
ГВС (макс.)	0.7704	0.1134	0.8838
общественные здания	0.4567	0	0.4567
отопление	0.4226	0	0.4226
ГВС (макс.)	0.0341	0	0.0341
прочие	0.9111	1.7062	2.6173
отопление	0.9084	1.6840	2.5924
ГВС (макс.)	0.0027	0.0222	0.0249

2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий

Прогнозы изменения площадей строительных фондов на территории Веревского сельского поселения сформированы на основании данных, полученных от администрации Веревского сельского поселения.

Увеличение площадей строительных фондов за счет нового строительства приведено в таблице 2.2.

Итоговое изменение площадей строительных фондов (нарастающим итогом) на территории Веревского сельского поселения представлено в таблице 2.3.

Как видно из таблицы, на конец расчетного срока на 2030 г. на территории Веревского сельского поселения планируется прирост площади строительных фондов в размере 48,44 тыс. м².

Таблица 2.2. Увеличение площадей строительных фондов за счет нового строительства на территории Веревского сельского поселения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
	год	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Веревское сельское поселение	тыс. м²	-	5,000	-	13,200	-	12,096	18,144
Жилые	тыс. м ²	-	-	-	13,200	-	12,096	18,144
Общественные	тыс. м ²	-	5,000	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-
Котельная №10 дер. Малое Верево	тыс. м²	-	5,000	-	13,200	-	6,336	9,504
Жилые	тыс. м ²	-	-	-	13,200	-	6,336	9,504
Общественные	тыс. м ²	-	5,000	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-
Котельная №8 дер. Вайялово	тыс. м²	-	-	-	-	-	-	-
Жилые	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-
Общественные	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-
Новая котельная дер. Вайялово	тыс. м²	-	-	-	-	-	5,760	8,640
Жилые	тыс. м ²	-	-	-	-	-	5,760	8,640
Общественные	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 2.3. Изменение площадей строительных фондов на территории Веревского сельского поселения (нарастающим итогом)

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
	год	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Веревское сельское поселение	тыс. м²	-	5,000	5,000	18,200	18,200	30,296	48,440
Жилые	тыс. м ²	-	-	-	13,200	13,200	25,296	43,440
Общественные	тыс. м ²	-	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Прочие	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-
Котельная №10 дер. Малое Верево	тыс. м²	-	5,000	-	13,200	-	24,536	34,040
Жилые	тыс. м ²	-	-	-	13,200	13,200	19,536	29,040
Общественные	тыс. м ²	-	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Прочие	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-
Котельная №8 дер. Вайялово	тыс. м²	-	-	-	-	-	-	-
Жилые	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-
Общественные	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-
Новая котельная дер. Вайялово	тыс. м²	-	-	-	-	-	5,760	14,400
Жилые	тыс. м ²	-	-	-	-	-	5,760	14,400
Общественные	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-

2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплopotребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

Требования к энергетической эффективности и к теплopotреблению зданий, проектируемых и планируемых к строительству, определены нормативными документами:

- СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003;
- СП 23-101-2004 Проектирование тепловой защиты зданий.

На стадии проектирования здания определяется расчетное значение удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания, $q_{от}$, Вт/(м³·°C). Расчетное значение должно быть меньше или равно нормируемому значению q_0 , Вт/(м³·°C).

Нормативные значения удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию различных типов жилых и общественных зданий приводятся в СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003», утвержденном приказом Министерства регионального развития РФ от 30.06.2012 г. № 265.

Постановлением Правительства РФ от 25.01.2011 г. № 18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов» было запланировано поэтапное снижение удельных норм расхода тепловой энергии проектируемыми зданиями к 2020 году на 40%, а именно: в 2011 – 2015 гг. – на 15% от базового уровня, в 2016 – 2020 гг. – на 30% от базового уровня, и с 2020 г – на 40% от базового уровня.

Однако, требование Постановления № 18 не было включено в актуализированную редакцию СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003», а также не была принята

поправка № 1, касающаяся поэтапного снижения удельных норм расхода тепловой энергии, разработанная Федеральным агентством по строительству и ЖКХ.

Удельные характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4. Удельные характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию различных типов жилых и общественных зданий

Тип здания	Ед.измерения	Этажность здания							
		1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	ккал/час·м ³	17,997	16,375	14,714	14,199	13,290	12,617	11,905	11,470
Общественные, кроме перечисленных ниже	ккал/час·м ³	19,262	17,403	16,494	14,674	14,199	13,527	12,815	12,301
Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	ккал/час·м ³	15,584	15,109	14,674	14,199	13,764	13,290	12,815	12,301
Дошкольные учреждения, хосписы	ккал/час·м ³	20,607	20,607	20,607	-	-	-	-	-
Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	ккал/час·м ³	10,521	10,086	9,611	9,176	9,176	-	-	-
Административного назначения, офисы	ккал/час·м ³	16,494	15,584	15,109	12,380	10,996	10,086	9,176	9,176

Потребность в тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения определяется в соответствии с СП 30.13330.2012 «Внутренний водопровод и канализация», исходя из нормативного расхода горячей воды в сутки одним жителем (работником, посетителем и т.д.) и периода потребления (ч/сут) для каждой категории потребителей.

Удельные характеристики расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение жилых зданий и общественных зданий представлены в таблицах 2.5 – 2.6.

Таблица 2.5. Удельные характеристики расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение жилых зданий

Жилые здания	Расход горячей воды одним жителем, л/сут	Среднечасовой расход тепловой энергии на 1 жителя	Размерность
С водопроводом и канализацией, без ванн	40	100,00	ккал/ч
То же, с газоснабжением	48	120,00	ккал/ч
С водопроводом, канализацией и ваннами с водонагревателями, работающими на твердом топливе	60	150,00	ккал/ч
То же, с газовыми водонагревателями	85	212,50	ккал/ч
С централизованным горячим водоснабжением и с сидячими ваннами	95	237,50	ккал/ч
То же, с ваннами длиной более 1500 - 1700 мм	100	250,00	ккал/ч

Таблица 2.6. Удельные характеристики расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение общественных зданий

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу	Размерность
1. Общежития			
с общими душевыми	1 житель	125,00	ккал/ч
с душами при всех жилых комнатах	1 житель	200,00	ккал/ч
2. Гостиницы, пансионаты и мотели			
с общими ванными и душами	1 житель	175,00	ккал/ч
с душами во всех номерах	1 житель	350,00	ккал/ч
с ваннами во всех номерах	1 житель	450,00	ккал/ч
3. Больницы			
с общими ванными и душами	1 житель	187,50	ккал/ч
с санитарными узлами,	1 житель	225,00	ккал/ч

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу	Размерность
приближенными к палатам			
инфекционные	1 житель	275,00	ккал/ч
4. Санатории и дома отдыха			
с общими душевыми	1 житель	162,50	ккал/ч
с душами при всех жилых комнатах	1 житель	187,50	ккал/ч
с ваннами при всех жилых комнатах	1 житель	250,00	ккал/ч
5. Физкультурно-оздоровительные учреждения			
со столовыми на полуфабрикатах, без стирки белья	1 место	75,00	ккал/ч
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	1 место	250,00	ккал/ч
6. Дошкольные образовательные учреждения и школы-интернаты			
с дневным пребыванием детей			
со столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	120,00	ккал/ч
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	1 ребенок	180,00	ккал/ч
с круглосуточным пребыванием детей:			
со столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	75,00	ккал/ч
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	1 ребенок	100,00	ккал/ч
7. Учебные заведения с душевыми при гимнастических залах и столовыми, работающими на полуфабрикатах	1 учащийся или 1 преподаватель	60,00	ккал/ч
8. Административные здания	1 работающий	60,00	ккал/ч
9. Предприятия общественного питания с приготовлением пищи, реализуемой в обеденном зале	1 блюдо	0,07	ккал
10. Магазины			
продовольственные (без холодильных установок)	1 работник в смену	90,00	ккал/ч
промтоварные	1 работник в смену	60,00	ккал/ч
11. Поликлиники и амбулатории	1 пациент	24,00	ккал/ч
	1 работающий в смену	72,00	ккал/ч
12. Аптеки			
торговый зал и подсобные помещения	1 работающий	60,00	ккал/ч
лаборатория приготовления лекарств	1 работающий	275,00	ккал/ч
13. Парикмахерские	1 рабочее место в смену	165,00	ккал/ч
14. Кинотеатры, театры, клубы и досугово-развлекательные учреждения			
для зрителей	1 человек	45,00	ккал/ч
для артистов	1 человек	187,50	ккал/ч
15. Стадионы и спортзалы			
для зрителей	1 человек	15,00	ккал/ч
для физкультурников с учетом приема душа	1 человек	163,64	ккал/ч
для спортсменов с учетом приема душа	1 человек	327,27	ккал/ч
16. Плавательные бассейны			
для зрителей	1 место	10,00	ккал/ч

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу	Размерность
для спортсменов (физкультурников) с учетом приема душа	1 человек	450,00	ккал/ч
17. Бани			
для мытья в мыльной и ополаскивания в душе	1 посетитель	2400,00	ккал/ч
то же, с приемом оздоровительных процедур	1 посетитель	3800,00	ккал/ч
душевая кабина	1 посетитель	4800,00	ккал/ч
ванная кабина	1 посетитель	7200,00	ккал/ч
18. Прачечные			
немеханизированные	1 кг сухого белья	0,25	ккал
механизированные	1 кг сухого белья	0,42	ккал
19. Производственные цехи			
обычные	1 человек в смену	82,50	ккал/ч
с тепловыделениями свыше 84 кДж на 1 м/ч	1 человек в смену	240,00	ккал/ч
20. Душевые в бытовых помещениях промышленных предприятий	1 душевая	2025,00	ккал/ч

2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов

На расчетный срок до 2030 года строительство производственных предприятий с использованием тепловой энергии от централизованных источников теплоснабжения не планируется.

2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Перспективные тепловые нагрузки рассчитаны на основании прироста площадей строительных фондов за счет нового строительства на территории Веревского сельского поселения.

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» при разработке схем теплоснабжения расчетные тепловые нагрузки для намечаемых к застройке жилых районов определяются по укрупненным показателям плотности размещения тепловых нагрузок. На основании Региональных нормативов градостроительного проектирования, применяемых на территории Санкт-Петербурга, а также

статистических данных, полученных в результате анализа показателей домовых приборов учета в Санкт-Петербурге и Ленинградской области, для оценки перспективных нагрузок принята среднечасовая укрупненная норма удельного расхода тепла в размере 75 ккал/кв.м общей площади зданий в час.

Приросты нагрузок отопления, вентиляции и горячего водоснабжения с разделением по зонам действия источников централизованного теплоснабжения на территории Веревского сельского поселения представлены в таблице 2.7. Приросты объемов потребления тепловой энергии в таблице 2.8.

На территории дер. Вайялово прирост тепловых нагрузок планируется покрывать от новой котельной установленной мощностью 1,5 Гкал/ч.

Приросты тепловых нагрузок в зоне действия котельной №8 дер. Вайялово отсутствуют.

Таблица 2.7. Приросты перспективных нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение систем централизованного теплоснабжения (Гкал/ч)

		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
1	Котельная №10 дер. Малое Верево	0	0.375	0	0.990	0	0.4752	0.7128
1.1	жилые	0	0	0	0.990	0	0.475	0.713
1.1.1	отопление и вентиляция	0	0	0	0.922	0	0.443	0.664
1.1.2	ГВС	0	0	0	0.068	0	0.033	0.049
1.2	общественные	0	0.375	0	0	0	0	0
1.2.1	отопление и вентиляция	0	0.3489	0	0	0	0	0
1.2.2	ГВС	0	0.0261	0	0	0	0	0
2	Котельная №8 дер. Вайялово	0	0	0	0	0	0	0
2.1	жилые	0	0	0	0	0	0	0
2.1.1	отопление и вентиляция	0	0	0	0	0	0	0
2.1.2	ГВС	0	0	0	0	0	0	0
2.2	общественные	0	0	0	0	0	0	0
2.2.1	отопление и вентиляция	0	0	0	0	0	0	0
2.2.2	ГВС	0	0	0	0	0	0	0
3	Новая котельная дер. Вайялово	0	0	0	0	0	0.432	0.648
3.1	жилые	0	0	0	0	0	0.432	0.648
3.1.1	отопление и вентиляция	0	0	0	0	0	0.402	0.604
3.1.2	ГВС	0	0	0	0	0	0.030	0.044
4	Итого по Веревскому сельскому поселению	0	0.375	0	0.990	0	0.907	1.361
4.1	отопление и вентиляция	0	0.349	0	0.922	0	0.845	1.268
4.2	ГВС	0	0.026	0	0.068	0	0.062	0.093
5	То же, нарастающим итогом	0	0.375	0.375	1.365	1.365	2.272	3.633
5.1	отопление и вентиляция	0	0.349	0.349	1.271	1.271	2.116	3.384
5.2	ГВС	0	0.026	0.026	0.094	0.094	0.156	0.249

Таблица 2.8. Приросты объемов потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение (Гкал)

		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
1	Котельная №10 дер. Малое Верево	0.0	360.7	0.0	2371.1	0.0	1138.1	1707.2
1.1	жилые	0.0	0.0	0.0	2371.1	0.0	1138.1	1707.2
1.1.1	отопление и вентиляция	0.0	0.0	0.0	2141.4	0.0	1027.9	1541.8
1.1.2	ГВС	0.0	0.0	0.0	229.7	0.0	110.2	165.4
1.2	общественные	0.0	360.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.2.1	отопление и вентиляция	0.0	272.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.2.2	ГВС	0.0	88.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	Котельная №8 дер. Вайялово	0	0	0	0	0	0	0
2.1	жилые	0	0	0	0	0	0	0
2.1.1	отопление и вентиляция	0	0	0	0	0	0	0
2.1.2	ГВС	0	0	0	0	0	0	0
2.2	общественные	0	0	0	0	0	0	0
2.2.1	отопление и вентиляция	0	0	0	0	0	0	0
2.2.2	ГВС	0	0	0	0	0	0	0
3	Новая котельная дер. Вайялово	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1034.7	1552.0
3.1	жилые	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1034.7	1552.0
3.1.1	отопление и вентиляция	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	934.4	1401.7
3.1.2	ГВС	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.2	150.3
4	Итого по Веревскому сельскому поселению	0.0	360.7	0.0	2371.1	0.0	2172.8	3259.2
4.1	отопление и вентиляция	0.0	272.3	0.0	2141.4	0.0	1962.3	2943.5
4.2	ГВС	0.0	88.5	0.0	229.7	0.0	210.5	315.7
5	То же, нарастающим итогом	0.0	360.7	360.7	2731.9	2731.9	4904.7	8163.9
5.1	отопление и вентиляция	0.0	272.3	272.3	2413.7	2413.7	4376.0	7319.5
5.2	ГВС	0.0	88.5	88.5	318.2	318.2	528.6	844.3

Таким образом, на конец расчетного срока к 2030 году, в целом по Вереvскому сельскому поселению прирост тепловой нагрузки, подключенной к источникам централизованного теплоснабжения, составит 3,63 Гкал/ч, а объем потребления тепловой энергии увеличится на 8163,9 Гкал/год.

Перспективные нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и перспективные объемы потребления тепловой энергии с разделением по зонам действия источников централизованного теплоснабжения представлены в таблицах 2.9 и 2.10 соответственно.

Для проведения дальнейших гидравлических расчетов трубопроводов выполнен расчет объемов теплоносителя исходя из перспективных тепловых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение и температурных графиков сетевой воды. Результаты расчетов приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.9. Перспективные тепловые нагрузки потребителей

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Котельная №10 дер. Малое Верево	Гкал/ч	8.0	8.0	8.4	8.4	9.4	9.4	9.8	10.6
Отопление	Гкал/ч	7.2	7.2	7.5	7.5	8.5	8.5	8.9	9.6
Горячее водоснабжения	Гкал/ч	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0
Котельная №8 дер. Вайялово	Гкал/ч	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Отопление	Гкал/ч	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
Горячее водоснабжения	Гкал/ч	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Новая котельная дер. Вайялово	Гкал/ч	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.432	1.1
Отопление	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0.402	1.006
Горячее водоснабжения	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0.030	0.074

Таблица 2.10. Перспективные объемы потребления тепловой энергии

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Котельная №10 дер. Малое Верево	Гкал	23267.2	23267.2	23628.0	23628.0	25999.1	25999.1	27137.2	28844.4
Котельная №8 дер. Вайялово	Гкал	4963.5	4963.5	4963.5	4963.5	4963.5	4963.5	4963.5	4963.5
Новая котельная дер. Вайялово	Гкал	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1034.7	2586.7

Таблица 2.11. Перспективные объемы теплоносителя

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Котельная №10 дер. Малое Верево	т/ч	301.1	301.6	315.5	316.7	353.6	353.6	371.9	399.7
Отопление	т/ч	287.7	287.7	301.7	301.7	338.5	338.5	356.2	382.8
Горячее водоснабжения	т/ч	13.5	13.9	13.9	15.0	15.0	15.0	15.7	16.9
Котельная №8 дер. Вайялово	т/ч	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4
Отопление	т/ч	91.9	91.9	91.9	91.9	91.9	91.9	91.9	91.9
Горячее водоснабжения	т/ч	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Новая котельная дер. Вайялово	т/ч	-	-	-	-	-	-	16.8	42.1
Отопление	т/ч	-	-	-	-	-	-	16.1	40.2
Горячее водоснабжения	т/ч	-	-	-	-	-	-	0.7	1.8

2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах

Приросты объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в производственных зонах (собственных потребителей предприятий) покрываются за счет существующих резервов тепловой мощности собственных источников тепловой энергии предприятий. Изменение производственных зон, а также их перепрофилирование на расчетный период до 2030 года не предусматривается.

2.7. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель

Согласно Федеральному закону от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ (в ред. от 14 октября 2014 года) «О теплоснабжении», наряду со льготами, установленными федеральными законами в отношении физических лиц, льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель устанавливаются при наличии соответствующего закона субъекта Российской Федерации. Законом субъекта Российской Федерации устанавливаются лица, имеющие право на льготы, основания для предоставления льгот и порядок компенсации выпадающих доходов теплоснабжающих организаций.

Перечень потребителей или категорий потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, имеющих право на льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель (за исключением физических лиц), подлежит опубликованию в порядке, установленном правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Льготные тарифы могут быть установлены для социально значимых потребителей тепловой энергии (или для отдельных объектов таких потребителей), к которым, согласно перечню Постановления Правительства РФ № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации", относятся:

- органы государственной власти;

- медицинские учреждения;
- учебные заведения начального и среднего образования;
- учреждения социального обеспечения;
- метрополитен;
- воинские части Министерства обороны Российской Федерации, МВД Российской Федерации, Федеральной службы безопасности, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, Федеральной службы охраны Российской Федерации;
- исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы;
- федеральные ядерные центры и объекты, работающие с ядерным топливом и материалами;
- объекты по производству взрывчатых веществ и боеприпасов, выполняющие государственный оборонный заказ, с непрерывным технологическим процессом, требующим поставок тепловой энергии;
- животноводческие и птицеводческие хозяйства, теплицы;
- объекты вентиляции, водоотлива и основные подъемные устройства угольных и горнорудных организаций;
- объекты систем диспетчерского управления железнодорожного, водного и воздушного транспорта.

Строительство социально-значимых объектов на период действия схемы теплоснабжения до 2030 года не планируется.

2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения

В соответствии с действующим законодательством деятельность по производству, передаче и распределению тепловой энергии регулируется государством, тарифы на тепловую энергию ежегодно устанавливаются тарифными комитетами.

Одновременно Федеральным законом от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» определено, что поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 г., могут осуществляться на основе долгосрочных договоров теплоснабжения (на срок более чем 1 год), заключенных между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающей организацией по ценам, определенным соглашением сторон.

Основными параметрами формирования долгосрочной цены являются:

- обеспечение экономической доступности услуг теплоснабжения потребителям;
- в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включаются экономически обоснованные эксплуатационные издержки;
- в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включается амортизация по объектам инвестирования и расходы на финансирование капитальных вложений (возврат инвестиций инвестору или финансирующей организации) из прибыли; суммарная инвестиционная составляющая в цене складывается из амортизационных отчислений и расходов на финансирование инвестиционной деятельности из прибыли с учетом возникающих налогов;
- необходимость выработки мер по сглаживанию ценовых последствий инвестирования (оптимальное «нагружение» цены инвестиционной составляющей);
- обеспечение компромисса интересов сторон (инвесторов, потребителей, эксплуатирующей организации) достигается разработкой долгосрочного ценового сценария, обеспечивающего приемлемую коммерческую эффективность инвестиционных проектов и посильные для потребителей расходы за услуги теплоснабжения.

Прерогатива заключения долгосрочных договоров принадлежит единой теплоснабжающей организации. В настоящее время отсутствует информация о подобных договорах теплоснабжения поселении. Спрогнозировать заключение свободных долгосрочных договоров на данном этапе не представляется возможным.

2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене

В настоящее время данная модель применима только для теплосетевых организаций, поскольку Методические указания, утвержденные Приказом ФСТ от 01.09.2010 г. № 221-э/8, и утвержденные параметры RAB-регулирования действуют только для организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии. Для перехода на этот метод регулирования тарифов необходимо согласование ФСТ России. Тарифы по методу доходности инвестированного капитала устанавливаются на долгосрочный период регулирования (долгосрочные тарифы): не менее 5 лет (при переходе на данный метод первый период долгосрочного регулирования не менее 3 х лет), отдельно на каждый финансовый год.

При установлении долгосрочных тарифов фиксируются две группы параметров:

- пересматриваемые ежегодно (объем оказываемых услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционной программы (ИП));
- не пересматриваемые в течение периода регулирования (базовый уровень операционных расходов (ОРЕХ) и индекс их изменения, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок возврата инвестированного капитала, уровень надежности и качества услуг).
- определен порядок формирования НВВ организации, принимаемой к расчету при установлении тарифов, правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала, правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.

Основные параметры формирования долгосрочных тарифов методом RAB:

- тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации;

- для первого долгосрочного периода регулирования установлены ограничения по структуре активов: доля заемного капитала - 0,3, доля собственного капитала 0,7;
- срок возврата инвестированного капитала (20 лет); в НВВ для расчета тарифа не учитывается амортизация основных средств в соответствии с принятым организацией способом начисления амортизации, в тарифе учитывается амортизация капитала, рассчитанная из срока возврата капитала 20 лет;
- рыночная оценка первоначально инвестированного капитала и возврат первоначального и нового капитала при одновременном исключении амортизации из операционных расходов ведет к снижению инвестиционного ресурса, возникает противоречие с Положением по бухгалтерскому учету, при необходимости осуществления значительных капитальных вложений - ведет к значительному увеличению расходов на финансирование ИП из прибыли и возникновению дополнительных налогов;
- устанавливается норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование (на каждый год первого долгосрочного периода регулирования, на последующие долгосрочные периоды норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование, устанавливается одной ставкой);
- осуществляется перераспределение расчетных объемов НВВ периодов регулирования в целях сглаживания роста тарифов (не более 12% НВВ регулируемого периода).

Доступна данная финансовая модель для Предприятий, у которых есть достаточные «собственные средства» для реализации инвестиционных программ, возможность растягивать возврат инвестиций на 20 лет, возможность привлечь займы на условиях установленной доходности на инвестируемый капитал. Для большинства ОКК установленная параметрами RAB-регулирования норма доходности инвестированного капитала не позволяет привлечь займы на финансовых рынках в современных условиях, т.к. стоимость заемного капитала по условиям банков выше. Привлечение займов на срок 20 лет тоже проблематично и влечет за собой схемы неоднократного перекредитования, что значительно увеличивает расходы ОКК на обслуживание займов, финансовые потребности ИП

и риски при их реализации. Таким образом, для большинства ОКК применение RAB-регулирования не ведет к возникновению достаточных источников финансирования ИП (инвестиционных ресурсов), позволяющих осуществить реконструкцию и модернизацию теплосетевого комплекса при существующем уровне его износа.

В 2011 г. использование данного метода разрешено только для теплосетевых организаций из списка пилотных проектов, согласованного ФСТ России. В дальнейшем широкое распространение данного метода для теплосетевых и других теплоснабжающих организаций коммунального комплекса будет происходить только в случае положительного опыта запущенных пилотных проектов.

3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА

Электронная модель системы теплоснабжения выполнена в ГИС Zulu 7.0 (разработчик ООО «Политерм», СПб).

Все гидравлические расчеты, приведенные в данной работе, сделаны в электронной модели.

Для дальнейшего использования электронной модели, теплоснабжающие организации должны быть обеспечены данной программой.

Пакет ZuluThermo позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчеты.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением к сети индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) и центральных тепловых пунктов (ЦТП) по нескольким десяткам схемных решений, применяемых на территории России.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Расчеты ZuluThermo могут работать как в тесной интеграции с геоинформационной системой (в виде модуля расширения ГИС), так и в виде отдельной библиотеки компонентов, которые позволяют выполнять расчеты из приложений пользователей.

Состав задач:

- Построение расчетной модели тепловой сети
- Паспортизация объектов сети
- Наладочный расчет тепловой сети

- Поверочный расчет тепловой сети
- Конструкторский расчет тепловой сети
- Расчет требуемой температуры на источнике
- Коммутационные задачи
- Построение пьезометрического графика
- Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию

Наладочный расчет тепловой сети

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество и место установки дроссельных шайб. Расчет может производиться при известном располагаемом напоре на источнике и его автоматическом подборе в случае, если заданного напора не достаточно.

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

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

Поверочный расчет тепловой сети

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

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

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

Конструкторский расчет тепловой сети

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

Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например, тепловая камера. Для

более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность изменения скорости движения воды по участкам тепловой сети, что приводит к изменению диаметров трубопровода, а значит и располагаемого напора в точке подключения.

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

Расчет требуемой температуры на источнике

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

Коммутационные задачи

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

Пьезометрический график

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). При этом на экран выводятся:

- линия давления в подающем трубопроводе
- линия давления в обратном трубопроводе
- линия поверхности земли
- линия потерь напора на шайбе
- высота здания
- линия вскипания
- линия статического напора

Цвет и стиль линий задается пользователем.

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

тепловой сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.

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

Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

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

На территории Веревского сельского поселения существует две изолированные системы централизованного теплоснабжения, расположенных в дер. Малое Верево и дер. Вайялово.

На территории д. Малое Верево централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №10.

На территории д. Вайялово централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №8.

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории Веревского сельского поселения на расчетный срок до 2030 года представлены в таблицах 4.1-4.3, графически - на рисунках 4.1. – 4.3.

При составлении балансов были учтены мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, а также реконструкция котельной №10 в 2019 году.

Таблица 4.1. Балансы тепловой мощности котельной №10 дер. Малое Верево

Наименование показателя	Единица измерения	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Установленная мощность	Гкал/час	12,88	12,88	12,88	12,88	12,88	12,88	12,90	12,90
Располагаемая мощность	Гкал/час	12,88	12,88	12,88	12,88	12,88	12,88	12,90	12,90
Собственные нужды	%	2,32%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,68%	2,00%	2,00%
	Гкал/час	0,19	0,22	0,26	0,26	0,30	0,30	0,20	0,22
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	12,69	12,66	12,62	12,62	12,58	12,58	12,70	12,68
Потери в тепловых сетях	%	9,00%	9,00%	25,10%	25,10%	25,10%	25,10%	10,00%	10,00%
	Гкал/час	0,68	0,68	1,98	1,98	2,22	2,22	0,93	1,00
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	7,53	7,53	7,89	7,89	8,84	8,84	9,29	9,98
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	4,48	4,45	2,75	2,75	1,53	1,53	2,47	1,70
	%	35,3%	35,2%	21,8%	21,8%	12,1%	12,1%	19,5%	13,4%

Таблица 4.2. Балансы тепловой мощности котельной №8 дер. Вайялово

Наименование показателя	Единица измерения	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Установленная мощность	Гкал/час	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
Собственные нужды	%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
	Гкал/час	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
Потери в тепловых сетях	%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
	Гкал/час	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%

Таблица 4.3. Балансы тепловой мощности новой котельной дер. Вайялово

Наименование показателя	Единица измерения	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Установленная мощность	Гкал/час	-	-	-	-	-	-	1,50	1,50
Располагаемая мощность	Гкал/час	-	-	-	-	-	-	1,50	1,50
Собственные нужды	%	-	-	-	-	-	-	2,00%	2,00%
	Гкал/час	-	-	-	-	-	-	0,01	0,02
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	-	-	-	-	-	-	1,49	1,48
Потери в тепловых сетях	%	-	-	-	-	-	-	10,00%	10,00%
	Гкал/час	-	-	-	-	-	-	0,04	0,10
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	-	-	-	-	-	-	0,41	1,04
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-	-	-	-	-	-	1,03	0,34
	%	-	-	-	-	-	-	69,4%	22,8%

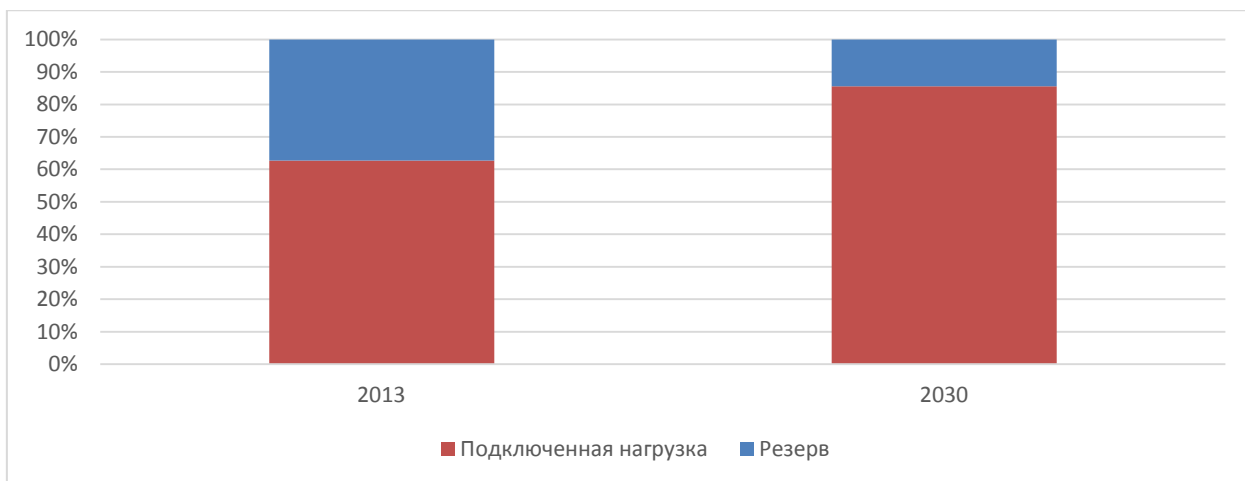


Рисунок 4.1. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №10 дер. Малое Верево



Рисунок 4.2. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №8 дер. Вайялово

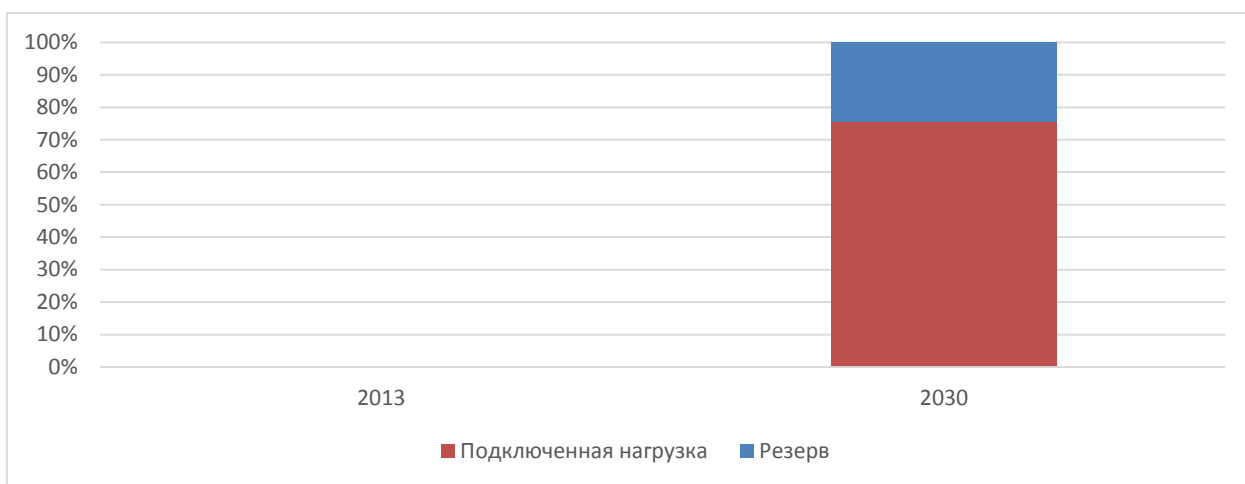


Рисунок 4.3. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки новой котельной дер. Вайялово

Как видно из диаграмм на рисунках 4.1 – 4.3, на настоящий момент и на период до 2030 года на всех источниках наблюдается наличие резерва тепловой мощности.

На котельной №10 дер. Малое Верево резерв располагаемой тепловой мощности изменяется по годам в связи со снижением потерь тепловой энергии в тепловых сетях, а также ростом подключенной нагрузки.

4.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода

Результаты гидравлических расчетов передачи теплоносителя для существующего состояния систем централизованного теплоснабжения представлены в пункте 1.3.8. По результатам гидравлического расчета, выполненного с учетом подключения перспективных потребителей, выделен ряд участков тепловых сетей, на которых необходимо изменение диаметров трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки и оптимального гидравлического режима. Схемы тепловых сетей котельной №10 дер. Малое Верево на 2030 год представлены на рисунках 4.5 – 4.6. Результаты гидравлического расчета и пьезометрические графики представлены в приложении Г.



Рисунок 4.4. Схема тепловых сетей котельной №10 дер. Малое Верево на 2030 год (контур отопления)



Рисунок 4.5. Схема тепловых сетей котельной №10 дер. Малое Верево на 2030 год (контур ГВС)

5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для котельных, расположенных на территории Веревского сельского поселения, представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1. Балансы водоподготовительных установок

Показатель	Ед.изм.	Значение						
Котельная №10 дер. Малое Верево		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Объем системы теплоснабжения	м3	122.71	122.71	122.71	122.71	122.71	156.19	156.19
Водоразбор на нужды ГВС	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0
Нормативная утечка	м3/ч	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.39	0.39
Предельный часовой расход на заполнение	м3/ч	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	35.00	35.00
Итого подпитка подготовленной водой	м3/ч	25.31	25.31	25.31	25.31	25.31	35.39	35.39
Аварийная подпитка	м3/ч	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	3.12	3.12
Показатель	Ед.изм.	Значение						
Котельная №8 дер. Вайялово		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Объем системы теплоснабжения	м3	177.9	177.9	177.9	177.9	177.9	177.9	177.9
Водоразбор на нужды ГВС	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0
Нормативная утечка	м3/ч	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44
Предельный часовой расход на заполнение	м3/ч	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
Итого подпитка подготовленной водой	м3/ч	25.44	25.44	25.44	25.44	25.44	25.44	25.44
Аварийная подпитка	м3/ч	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56
Показатель	Ед.изм.	Значение						
Новая котельная дер. Вайялово		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Объем системы теплоснабжения	м3	-	-	-	-	-	32.65	81.63
Водоразбор на нужды ГВС	м3/ч	-	-	-	-	-	0	0
Нормативная утечка	м3/ч	-	-	-	-	-	0.08	0.20
Предельный часовой расход на заполнение	м3/ч	-	-	-	-	-	35.00	35.00
Итого подпитка подготовленной водой	м3/ч	-	-	-	-	-	35.08	35.20
Аварийная подпитка	м3/ч	-	-	-	-	-	0.65	1.63

6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

6.1. Общие положения

На территории Веревского сельского поселения функционируют два источника централизованного теплоснабжения:

- котельная №10 дер. Малое Верево
- котельная №8 д. Вайялово.

Котельная №10 дер. Малое Верево введена в эксплуатацию в 1979 г., котельная №8 дер. Вайялово – в 1971 г.

Нормативный срок эксплуатации основного оборудования, установленного на котельных, составляет 20 лет. Таким образом, в настоящее время ресурс работы оборудования исчерпан, следовательно, требуется реконструкция котельной. Реконструкция котельной №10 предлагается в 2019 г. (строительство БМК с установленной мощностью 12,9 Гкал/ч).

Реконструкция котельной №8 дер. Вайялово не предусматривается в силу того, что на котельной №8 произведен капитальный ремонт, и до 2030 года ресурс работы оборудования исчерпан не будет.

Также для подключения перспективной среднеэтажной застройки в дер. Вайялово предлагается строительство блочно-модульной котельной установленной мощностью 1,5 Гкал/ч в 2021 г.

6.2. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных

ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения,

установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе

потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

С потребителями, находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

Кроме того, согласно СП 42.133330.2011 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений", в районах многоквартирной жилой застройки малой этажности, а также одно-двухквартирной жилой застройки с приусадебными (приквартирными) земельными участками теплоснабжение допускается предусматривать от котельных на группу жилых и общественных

зданий или от индивидуальных источников тепла при соблюдении технических регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, а также противопожарных требований Групповые котельные допускается размещать на селитебной территории с целью сокращения потерь при транспорте теплоносителя и снижения тарифа на тепловую энергию.

Согласно СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха", для индивидуального теплоснабжения зданий следует применять теплогенераторы полной заводской готовности на газообразном, жидком и твердом топливе общей теплопроизводительностью до 360 кВт с параметрами теплоносителя не более 95°C и 0,6 МПа. Теплогенераторы следует размещать в отдельном помещении на любом надземном этаже, а также в цокольном и подвальном этажах отапливаемого здания.

Условия организации поквартирного теплоснабжения определены в СП 54.13330.2011 "Здания жилые многоквартирные" и СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха".

Согласно п.15, с. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

6.3. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не предусматривается ввиду низкой и непостоянной возможной электрической и тепловой нагрузки, которую можно подключить к источнику комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, что приводит к

значительным затратам на строительство и дальнейшую эксплуатацию подобной установки. Таким образом, строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии экономически не обосновано.

6.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

Действующие источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории Веревского сельского поселения отсутствуют.

6.5. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

При подключении индивидуальной жилой застройки к сетям централизованного теплоснабжения низкая плотность тепловой нагрузки и высокая протяженность тепловых сетей малого диаметра влечет за собой увеличение тепловых потерь через изоляцию трубопроводов и с утечками теплоносителя и высокие финансовые затраты на строительство таких сетей.

На расчетный срок теплоснабжение индивидуальной жилой застройки предусматривается обеспечить от индивидуальных источников тепла на природном газе, а также посредством печного отопления. Подключение объектов индивидуальной жилой застройки к централизованным системам теплоснабжения не планируется.

6.6. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа

На расчетный срок до 2030 года строительство производственных предприятий с использованием тепловой энергии от централизованных источников

теплоснабжения не планируется. Обеспечение тепловой энергией промышленных потребителей, расположенных на территории Веревского сельского поселения, предлагается осуществлять от индивидуальных источников, расположенных на территории предприятий.

6.7. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки во всех системах теплоснабжения Веревского сельского поселения рассчитаны на основании прироста площади строительных фондов.

6.8. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе

Согласно п. 30 Гл. 2 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

В настоящее время методика определения радиуса эффективного теплоснабжения федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения не утверждена.

Радиус эффективного теплоснабжения, прежде всего, зависит от прогнозируемой конфигурации тепловой нагрузки относительно места расположения источника тепловой энергии и плотности тепловой нагрузки.

В силу того, что тепловые сети от источников централизованного теплоснабжения имеют относительно небольшую протяженность (протяженность тепловых сетей от котельной №10 дер. Малое Верево составляет 5880,0 м в двухтрубном исчислении), все потребители тепловой энергии попадают в радиус эффективного теплоснабжения.

7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ

7.1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности на расчетный срок не предусматриваются в связи с отсутствием на территории Веревского сельского поселения зон с дефицитом тепловой мощности.

7.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения

Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки предусматривается в зоне действия системы теплоснабжения котельной №10 дер. Малое Верево для обеспечения нагрузки централизованного теплоснабжения перспективной застройки малой (2-4 этажа) и средней (5 этажей) этажности. Перечень тепловых сетей, предлагаемых к строительству, представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1. Перечень тепловых сетей, предлагаемых к строительству для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Наименование источника централизованного теплоснабжения	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Вид прокладки тепловой сети
Котельная №10 д. Малое Верево	150	150	150	Подземная бесканальная
Котельная №10 д. Малое Верево	190	80	80	Подземная бесканальная
Котельная №10 д. Малое Верево	200	50	50	Подземная бесканальная
Котельная №10 д. Малое Верево	100	150	150	Подземная бесканальная
Котельная №10 д. Малое Верево	150	50	32	Подземная бесканальная

Наименование источника централизованного теплоснабжения	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Вид прокладки тепловой сети
Котельная №10 д. Малое Верево	190	50	32	Подземная бесканальная
Котельная №10 д. Малое Верево	200	32	32	Подземная бесканальная
Котельная №10 д. Малое Верево	150	50	32	Подземная бесканальная

7.3. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

Строительство или реконструкция тепловых сетей за счет перевода котельных в пиковый режим не предусматривается, так как отсутствуют пиковые водогрейные котельные. Повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения обеспечивают мероприятия по реконструкции тепловых сетей в связи с окончанием срока службы.

7.4. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на расчетный срок не предусматривается. Необходимые показатели надежности достигаются за счет реконструкции трубопроводов в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса последних.

7.5. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, а также обеспечения оптимального гидравлического режима Схемой теплоснабжения предусматривается перекладка ряда участков тепловых сетей с изменением диаметра.

Перечень участков тепловых сетей, на которых необходимо изменение диаметров, представлен в таблице 7.2.

Таблица 7.2. Перечень участков тепловых сетей котельной №10 дер. Малое Верево, реконструируемых с изменением диаметров (контур отопления)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Вид прокладки тепловой сети	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Внутренний диаметр обратного трубопровода, мм
Котельная	ТК-1	175	Надземная	250	250	300	300
Уз-1	ул. Строительная, 10	20	Подземная бесканальная	60	60	80	80
Уз-5	УЗ-5/1	51	Надземная	150	150	200	200
УЗ-5/1	УЗ-8	23	Надземная	150	150	200	200
УЗ-8	УЗ-9	35	Надземная	150	150	200	200
УЗ-9	УЗ-14	35	Надземная	80	80	200	200

7.6. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса

Все сети в зоне теплоснабжения котельной №10 дер. Малое Верево проложены в период до 1989 года, т.е. срок их эксплуатации превышает 25 лет. В период с 2020 года предлагается постепенная перекладка всех тепловых сетей. Перечень участков тепловых сетей, на которых необходимо изменение диаметров для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки или оптимального гидравлического режима, представлен в пункте 7.5. В таблицах 7.3 и 7.4. представлен перечень тепловых сетей, перекладка которых производится без изменения диаметров.

Таблица 7.3. Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №10 (контур отопления), подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Внутренний диаметр обр. трубопровода, мм	Вид прокладки тепловой сети
ТК-1	Баня	122	50	50	Подземная бесканальная
ТК-1	ул. Кутышева д.6	62	200	200	Надземная
ул. Кутышева д.6	ул. Кутышева д.8	60	200	200	Надземная
ул. Кутышева д.8	ТК-9	60	200	200	Надземная
ТК-9	ТК-10	31	150	150	Надземная
ТК-10	ул. Кутышева д.46	30	50	50	Подземная бесканальная
ТК-10	ул. Кутышева д.45	38	150	150	Надземная
ул. Кутышева д.45	ул. Кутышева д.44	50	150	150	Надземная
ул. Кутышева д.44	ул. Кутышева д.43	59	100	100	Подземная бесканальная
ТК-9	ТК-13	89	150	150	Надземная
ТК-13	ТК-14	28	150	150	Надземная
ТК-14	ул. Совхозная д. 68	30	80	80	Надземная
ТК-14	ул. Совхозная д. 66	13	80	80	Надземная
ТК-14	ТК-15	35	100	100	Подземная бесканальная
ТК-15	ул. Совхозная д. 67	4	80	80	Надземная
ТК-15	ул. Совхозная д. 65	40	80	80	Надземная
ТК-1	УЗ-1	31	250	250	Надземная
УЗ-1	УЗ-2	34	250	250	Надземная
УЗ-10	ул. Кутышева д.4	45	80	80	Надземная
УЗ-10	УЗ-11	43	150	150	Надземная
УЗ-11	ул. Кутышева д.55	20	80	80	Надземная
УЗ-11	ТК-5	50	150	150	Надземная
ТК-5	шос. Киевское д. 4/2	20	100	100	Подземная бесканальная
ТК-5	УЗ-5	20	100	100	Подземная бесканальная
УЗ-5	шос. Киевское д. 9	50	80	80	Надземная
УЗ-5	ТК-6	70	100	100	Подземная бесканальная
ТК-6	шос. Киевское д. 4/1	25	80	80	Подземная бесканальная

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Внутренний диаметр обр. трубопровода, мм	Вид прокладки тепловой сети
ТК-6	ТК-7	51	80	80	Подземная бесканальная
ТК-7	шос. Киевское д. 2	20	80	80	Подземная бесканальная
шос. Киевское д. 2	Муз. школа	50	50	50	Подземная бесканальная
ТК-7	ТК-8	40	80	80	Подземная бесканальная
ТК-8	ул. Кутышева д.1	25	80	80	Подземная бесканальная
ТК-8	ул. Школьная д.1	20	50	50	Подземная бесканальная
УЗ-2	УЗ-3	25	250	250	Надземная
УЗ-3	Администрация	45	50	50	Подземная бесканальная
УЗ-3	ул. Школьная д.4	61	250	250	Надземная
ул. Школьная д.4	ул. Школьная д.2	51	80	80	Подземная бесканальная
ул. Школьная д.4	ТК-2	30	250	250	Надземная
ТК-2	ул. Кутышева д.14	40	80	80	Подземная бесканальная
ТК-2	УЗ-5	48	200	200	Надземная
ТК-3	Школа нач.	35	150	150	Подземная бесканальная
ТК-3	ул. Кириллова д.2	20	150	150	Подземная бесканальная
ул. Кириллова д.2	УЗ-7	20	100	100	Подземная бесканальная
УЗ-7	ул. Кириллова д.3	20	100	100	Подземная бесканальная
УЗ-7	ТК-4	40	50	50	Подземная бесканальная
ТК-4	Д. сад	35	50	50	Подземная бесканальная
УЗ-5	ТК-3	8	150	150	Подземная бесканальная
УЗ-14	ул. Кириллова д.1/3	20	80	80	Подземная бесканальная
УЗ-9	ул. Кириллова д.1/2	20	80	80	Подземная бесканальная
УЗ-8	ул. Кириллова д.1/1	20	80	80	Подземная бесканальная
УЗ-13	ул. Кутышева д.12	104	80	80	Подземная бесканальная
УЗ-13	УЗ-10	65	200	200	Надземная
ТК-7	ИП	25	50	50	Подземная бесканальная
Р-1	ЗАО Базис	531	100	100	Надземная
Р-1	Р-3	94	50	50	Подземная бесканальная
Р-3	ОАО "Верево"	170	50	50	Подземная бесканальная
Р-3	ФКБИ	100	50	50	Надземная
ФКБИ	Р-2	115	125	125	Подземная бесканальная

Таблица 7.4. Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №10 (контур ГВС), подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная	ТК-1	175	200	100	Надземная
ТК-1	Баня	122	50	50	Надземная
ТК-1	ул. Кутышева д.6	62	100	50	Подземная бесканальная
ул. Кутышева д.6	ул. Кутышева д.8	60	100	50	Подземная бесканальная
ул. Кутышева д.8	ТК-9	60	100	50	Подземная бесканальная
ТК-9	ТК-10	31	80	50	Подземная бесканальная
ТК-10	ул. Кутышева д.46	30	50	50	Подземная бесканальная
ТК-10	ул. Кутышева д.45	38	80	50	Подземная бесканальная
ул. Кутышева д.45	ул. Кутышева д.44	50	80	50	Подземная бесканальная
ул. Кутышева д.44	ул. Кутышева д.43	59	50	50	Подземная бесканальная
ТК-9	ТК-13	89	50	50	Подземная бесканальная
ТК-13	ТК-14	28	50	50	Подземная бесканальная
ТК-14	ул. Совхозная д. 68	30	50	50	Подземная бесканальная
ТК-14	ул. Совхозная д. 66	13	50	50	Подземная бесканальная
ТК-14	ТК-15	35	50	50	Подземная бесканальная
ТК-15	ул. Совхозная д. 67	4	50	50	Подземная бесканальная
ТК-15	ул. Совхозная д. 65	40	50	50	Подземная бесканальная
ТК-1	УЗ-1	31	150	80	Надземная
УЗ-1	ул. Кутышева д.10	20	50	50	Подземная бесканальная
УЗ-1	УЗ-2	34	150	70	Надземная
УЗ-10	ул. Кутышева д.4	50	50	100	Подземная бесканальная
УЗ-10	УЗ-11	43	100	50	Надземная
УЗ-11	ул. Кутышева д.55	20	50	50	Подземная бесканальная
УЗ-11	ТК-5	50	80	50	Подземная бесканальная
ТК-5	шос. Киевское д. 4/2	20	80	50	Надземная
ТК-5	Р-5	20	80	50	Надземная
Р-5	шос. Киевское д. 9	50	80	50	Надземная
Р-5	ТК-6	70	80	50	Надземная
ТК-6	шос. Киевское д. 4/1	25	80	50	Надземная
ТК-6	ТК-7	51	50	50	Подземная бесканальная
ТК-7	шос. Киевское д. 2	20	40	40	Надземная

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
ТК-7	ТК-8	40	40	40	Надземная
ТК-8	ул. Кутышева д.1	25	50	50	Подземная бесканальная
ТК-8	ул. Школьная д.1	20	40	40	Надземная
УЗ-2	УЗ-3	25	150	70	Надземная
УЗ-3	Администрация	45	50	50	Подземная бесканальная
УЗ-3	ул. Школьная д.4	61	150	70	Надземная
ул. Школьная д.4	ул. Школьная д.2	51	50	50	Подземная бесканальная
ул. Школьная д.4	ТК-2	30	100	80	Надземная
ТК-2	ул. Кутышева д.14	40	50	50	Надземная
ТК-2	УЗ-5	48	100	80	Надземная
ТК-3	Школа нач.	35	100	50	Надземная
ТК-3	ул. Кириллова д.2	20	100	70	Надземная
ул. Кириллова д.2	УЗ-7	20	80	50	Надземная
УЗ-7	ул. Кириллова д.3	20	40	40	Надземная
УЗ-7	ТК-4	40	50	50	Надземная
ТК-4	Д. сад	35	50	50	Надземная
УЗ-5	ТК-3	8	100	80	Надземная
УЗ-5	УЗ-5/1	65	100	80	Надземная
УЗ-8	УЗ-9	35	80	50	Надземная
УЗ-9	УЗ-14	35	80	50	Надземная
УЗ-14	ул. Кириллова д.1/3	20	40	40	Надземная
УЗ-9	ул. Кириллова д.1/2	20	40	40	Надземная
УЗ-8	ул. Кириллова д.1/1	20	40	40	Надземная
УЗ-5/1	УЗ-8	23	80	50	Надземная
УЗ-13	ул. Кутышева д.12	104	50	50	Надземная
УЗ-13	УЗ-10	65	100	50	Надземная
ТК-7	ИП	25	20	20	Надземная

8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

8.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа

В качестве основного топлива на всех источниках централизованного теплоснабжения используется природный газ.

Результаты расчетов перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного топлива для зимнего, летнего и переходного периодов для котельных на территории Веревского сельского поселения представлены в таблицах 8-1 – 8-4.

Таблица 8.1. Топливный баланс котельной №10 дер. Малое Верево

Наименование показателя	Ед. измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	25949,7	30873,4	30873,4	33971,9	33971,9	30448,7	32364,5
УРУТ	кг у.т./Гкал	156,07	156,07	156,07	156,07	156,07	155,00	155,00
Удельный расход натурального топлива	м ³ /Гкал	136,90	136,90	136,90	136,90	136,90	135,96	135,96
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	кг у.т./час	1397,33	1707,82	1707,82	1909,71	1909,71	1711,24	1835,20
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	кг у.т./час	112,80	135,95	135,95	147,04	147,04	129,99	136,80
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./час	468,74	571,12	571,12	634,04	634,04	566,51	605,14
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	м ³ /час	1225,73	1498,09	1498,09	1675,18	1675,18	1501,09	1609,83
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м ³ /час	98,95	119,25	119,25	128,98	128,98	114,02	120,00
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м ³ /час	411,17	500,98	500,98	556,17	556,17	496,94	530,83
Годовой расход условного топлива	т у т	4049,96	4818,41	4818,41	5302,00	5302,00	4719,55	5016,49
Годовой расход натурального топлива	тыс м ³	3552,60	4226,67	4226,67	4650,87	4650,87	4139,96	4400,43

Таблица 8.2. Топливный баланс котельной №8 дер. Вайялово

Наименование показателя	Ед. измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	5065,9	5065,9	5065,9	5065,9	5065,9	5065,9	5065,9
УРУТ	кг у.т./Гкал	161,40	161,40	161,40	161,40	161,40	161,40	161,40
Удельный расход натурального топлива	м³/Гкал	141,58	141,58	141,58	141,58	141,58	141,58	141,58
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	кг у.т./час	440,67	440,67	440,67	440,67	440,67	440,67	440,67
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	кг у.т./час	19,64	19,64	19,64	19,64	19,64	19,64	19,64
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./час	133,11	133,11	133,11	133,11	133,11	133,11	133,11
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	м³/час	386,55	386,55	386,55	386,55	386,55	386,55	386,55
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м³/час	17,23	17,23	17,23	17,23	17,23	17,23	17,23
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м³/час	116,76	116,76	116,76	116,76	116,76	116,76	116,76
Годовой расход условного топлива	т у т	817,64	817,64	817,64	817,64	817,64	817,64	817,64
Годовой расход натурального топлива	тыс м³	717,22	717,22	717,22	717,22	717,22	717,22	717,22

Таблица 8.3. Топливный баланс новой котельной дер. Вайялово

Наименование показателя	Ед. измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	-	-	-	-	-	1161,4	2902,3
УРУТ	кг у.т./Гкал	-	-	-	-	-	155,00	155,00
Удельный расход натурального топлива	м³/Гкал	-	-	-	-	-	135,96	135,96
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	кг у.т./час	-	-	-	-	-	75,13	187,82
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	кг у.т./час	-	-	-	-	-	4,17	10,30
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./час	-	-	-	-	-	23,46	58,51
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	м³/час	-	-	-	-	-	65,90	164,76
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м³/час	-	-	-	-	-	3,66	9,03
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м³/час	-	-	-	-	-	20,57	51,32
Годовой расход условного топлива	т у т	-	-	-	-	-	180,02	449,86
Годовой расход натурального топлива	тыс м³	-	-	-	-	-	157,91	394,62

8.2. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива

На источниках тепловой энергии, расположенных на территории поселения, аварийное топливо отсутствует.

9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Перспективные показатели надёжности с учётом предложений по её увеличению для систем теплоснабжения котельных на территории Вереvского сельского поселения представлены в таблицах 9.1 – 9.3. Расчёты показателей проводились по методике, описанной в пункте 1.9.

Таблица 9.1. Показатели надёжности котельной №10 дер. Малое Верево

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_{э}$	0,6	0,6
Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_{в}$	0,6	0,6
Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_{т}$	0,5	0,5
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_{б}$	1	1
Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_{с}$	0	1
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	0,5	0,8
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,600	0,786

Таблица 9.2. Показатели надёжности котельной №8 дер. Вайялово

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_{э}$	0,6	0,6
Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_{в}$	0,6	0,6
Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_{т}$	1	1
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_{б}$	1	1
Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_{с}$	1	1
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	1	1
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,871	0,871

Таблица 9.3. Показатели надежности новой котельной дер. Вайялово

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель надежности электроснабжения котельной	K_{ε}	-	0,6
Показатель надежности водоснабжения котельной	K_{ε}	-	0,6
Показатель надежности топливоснабжения котельной	K_m	-	1
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	K_{δ}	-	1
Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	-	1
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	-	1
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	-	0,871

Общий показатель надежности на 2030 год для всех котельных Вереvского сельского поселения лежит в интервале от 0,75 до 0,9. Таким образом, все системы теплоснабжения можно отнести к надежным.

10.ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

10.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

В соответствии с главами 6, 7 обосновывающих материалов в качестве основных мероприятий по развитию систем централизованного теплоснабжения Веревского сельского поселения предусматриваются:

1. строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;
2. реконструкция тепловых сетей с изменением диаметра для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;
3. реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
4. реконструкция котельных;
5. строительство источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.

Котельная №10 дер. Малое Верево введена в эксплуатацию в 1979 г. и в 2019 г. предусматривается ее замена на блочно-модульную котельную с аналогичной установленной мощностью. Для строительства новой БМК планируется привлечь средства по договору лизинга в размере 84 339,54 тыс.руб (с НДС).

Общая сумма договора лизинга, привлеченного единовременно для строительства каждой котельной, подлежит возврату через лизинговые платежи, которые осуществляются ежемесячно с момента заключения лизингового договора в соответствии с графиком лизинговых платежей.

Также в дер. Вайялово для обеспечения приростов тепловых нагрузок к 2021 г. предлагается строительство блочно-модульной котельной установленной мощностью 1,5 Гкал/ч. Стоимость строительства котельной составит 18 665 тыс. руб с НДС. Решение о выборе собственника котельной планируется принять при непосредственной реализации проекта.

Котельная №8 дер. Вайялово введена в эксплуатацию в 1979 г. Котельная работает в водогрейном режиме и, с учетом проведения ежегодных текущих ремонтов, не требует реконструкции.

После 2019 года предполагается реализация программы реконструкции тепловых сетей.

Программой реконструкции тепловых сетей в Веревском сельском поселении предусматривается перекладка 5486 м тепловых сетей.

Оценка объема капитальных вложений, необходимых для реализации мероприятий по перекладке тепловых сетей выполнена с использованием укрупненных нормативов цены строительства НЦС 81-02-13-2012 «Наружные тепловые сети», утвержденных приказом Министерства регионального развития РФ № 643 от 30.12.2011. НЦС рассчитаны в ценах на 1 января 2012 года. Укрупненные нормативы представляют собой объем денежных средств, необходимый и достаточный для строительства 1 км наружных тепловых сетей.

Стоимостные показатели в НЦС приведены на 1 км двухтрубной теплотрассы.

Для приведения стоимости капитальных вложений к ценам 4 кв. 2014 г. использованы «Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пуско-наладочных работ» на 4 кв. 2014 г. и 1 кв. 2012 г. в соответствии с письмами № 25374-ЮР/08 от 13.11.14 Минстроя России и № 4122-ИП/08 от 28.01.2012 г. Минрегиона России соответственно.

Расчет капитальных вложений в мероприятия по перекладке тепловых сетей приведен в таблице 10.1.

Таким образом, общий объем инвестиций в мероприятия по реконструкции и строительству тепловых сетей составит 85 438,88 тыс. рублей с НДС (в ценах 2014 г.).

Таблица 10.1. Расчет капитальных вложений в перекладку тепловых сетей (в ценах 2014 г.)

Начальный узел	Конечный узел	Диаметр, мм	Длина, м	Тип прокладки	Расценка по НЦС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб./км	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УНЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 4 кв. 2014 г. к ФЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ФЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс.руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.	
Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок														
ТК-1	5-этажн	150	150	Подземная бесканальная	15 171.0	2 275.6	1.06	0.78	4.62	4.08	2 130.53	0.00	2 130.53	
ТК-2	Д/с	80	190	Подземная бесканальная	12 218.6	2 321.5	1.06	0.78	4.62	4.08	2 173.48	0.00	2 173.48	
Уз 5-1	ТЦ	50	200	Подземная бесканальная	11 068.7	2 213.7	1.06	0.78	4.62	4.08	2 072.56	0.00	2 072.56	
Уз-14	4-этажн	150	100	Надземная	7 038.1	703.8	1.06	0.78	4.62	4.08	658.93	0.00	658.93	
ТК-1	5-этажн	50	150	Подземная бесканальная	11 068.7	1 660.3	1.06	0.78	4.62	4.08	1 554.42	326.43	1 880.85	
ТК-2	Д/с	50	190	Подземная бесканальная	11 068.7	2 103.0	1.06	0.78	4.62	4.08	1 968.93	413.48	2 382.41	
Уз 5-1	ТЦ	32	200	Подземная бесканальная	10 554.2	2 110.8	1.06	0.78	4.62	4.08	1 976.23	415.01	2 391.24	
Уз-14	4-этажн	50	150	Подземная бесканальная	11 068.7	1 660.3	1.06	0.78	4.62	4.08	1 554.42	326.43	1 880.85	
Реконструкция тепловых сетей с изменением диаметра для обеспечения перспективных тепловых нагрузок														
Котельная	ТК-1	300	175	Надземная	13 554.6	2 372.1	1.06	0.78	4.62	4.08	2 220.79	466.37	2 687.15	
Уз-1	ул. Строительная, 10	80	20	Подземная бесканальная	12 218.6	244.37	1.06	0.78	4.62	4.08	228.79	48.05	276.83	
Уз-5	УЗ-5/1	200	51	Надземная	9 230.6	470.76	1.06	0.78	4.62	4.08	440.74	92.56	533.29	
УЗ-5/1	УЗ-8	200	23	Надземная	9 230.6	212.30	1.06	0.78	4.62	4.08	198.76	41.74	240.51	
УЗ-8	УЗ-9	200	35	Надземная	9 230.6	323.07	1.06	0.78	4.62	4.08	302.47	63.52	365.99	
УЗ-9	УЗ-14	200	35	Надземная	9 230.6	323.07	1.06	0.78	4.62	4.08	302.47	63.52	365.99	
Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (контур отопления)														
ТК-1	Баня		50	122	Подземная бесканальная	11 068.7	1 350.38	1.06	0.78	4.62	4.08	1 264.26	265.49	1 529.76
ТК-1	ул. Кутышева д.6		200	62	Надземная	9 230.6	572.30	1.06	0.78	4.62	4.08	535.80	112.52	648.32
ул. Кутышева д.6	ул. Кутышева д.8		200	60	Надземная	9 230.6	553.83	1.06	0.78	4.62	4.08	518.52	108.89	627.40
ул. Кутышева д.8	ТК-9		200	60	Надземная	9 230.6	553.83	1.06	0.78	4.62	4.08	518.52	108.89	627.40
ТК-9	ТК-10		150	31	Надземная	7 038.1	218.18	1.06	0.78	4.62	4.08	204.27	42.90	247.16
ТК-10	ул. Кутышева д.46		50	30	Подземная бесканальная	11 068.7	332.06	1.06	0.78	4.62	4.08	310.88	65.29	376.17
ТК-10	ул. Кутышева д.45		150	38	Надземная	7 038.1	267.45	1.06	0.78	4.62	4.08	250.39	52.58	302.98
ул. Кутышева д.45	ул. Кутышева д.44		150	50	Надземная	7 038.1	351.91	1.06	0.78	4.62	4.08	329.47	69.19	398.65
ул. Кутышева д.44	ул. Кутышева д.43		100	59	Подземная бесканальная	12 389.6	730.98	1.06	0.78	4.62	4.08	684.37	143.72	828.09

Начальный узел	Конечный узел	Диаметр, мм	Длина, м	Тип прокладки	Расценка по НЦС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб./км	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УНЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 4 кв. 2014 г. к ФЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ФЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс.руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.
ТК-9	ТК-13	150	89	Надземная	7 038.1	626.39	1.06	0.78	4.62	4.08	586.45	123.15	709.60
ТК-13	ТК-14	150	28	Надземная	7 038.1	197.07	1.06	0.78	4.62	4.08	184.50	38.75	223.25
ТК-14	ул. Совхозная д. 68	80	30	Надземная	4 427.9	132.84	1.06	0.78	4.62	4.08	124.37	26.12	150.48
ТК-14	ул. Совхозная д. 66	80	13	Надземная	4 427.9	57.56	1.06	0.78	4.62	4.08	53.89	11.32	65.21
ТК-14	ТК-15	100	35	Подземная бесканальная	12 389.6	433.63	1.06	0.78	4.62	4.08	405.98	85.26	491.24
ТК-15	ул. Совхозная д. 67	80	4	Надземная	4 427.9	17.71	1.06	0.78	4.62	4.08	16.58	3.48	20.06
ТК-15	ул. Совхозная д. 65	80	40	Надземная	4 427.9	177.12	1.06	0.78	4.62	4.08	165.82	34.82	200.64
ТК-1	УЗ-1	250	31	Надземная	11 335.2	345.72	1.06	0.78	4.62	4.08	323.68	67.97	391.65
УЗ-1	УЗ-2	250	34	Надземная	11 335.2	379.73	1.06	0.78	4.62	4.08	355.51	74.66	430.17
УЗ-10	ул. Кутышева д.4	80	45	Надземная	4 427.9	199.26	1.06	0.78	4.62	4.08	186.55	39.18	225.72
УЗ-10	УЗ-11	150	43	Надземная	7 038.1	302.64	1.06	0.78	4.62	4.08	283.34	59.50	342.84
УЗ-11	ул. Кутышева д.55	80	20	Надземная	4 427.9	88.56	1.06	0.78	4.62	4.08	82.91	17.41	100.32
УЗ-11	ТК-5	150	50	Надземная	7 038.1	351.91	1.06	0.78	4.62	4.08	329.47	69.19	398.65
ТК-5	шос. Киевское д. 4/2	100	20	Подземная бесканальная	12 389.6	247.79	1.06	0.78	4.62	4.08	231.99	48.72	280.71
ТК-5	УЗ-5	100	20	Подземная бесканальная	12 389.6	247.79	1.06	0.78	4.62	4.08	231.99	48.72	280.71
УЗ-5	шос. Киевское д. 9	80	50	Надземная	4 427.9	221.40	1.06	0.78	4.62	4.08	207.28	43.53	250.80
УЗ-5	ТК-6	100	70	Подземная бесканальная	12 389.6	867.27	1.06	0.78	4.62	4.08	811.96	170.51	982.48
ТК-6	шос. Киевское д. 4/1	80	25	Подземная бесканальная	12 218.6	305.46	1.06	0.78	4.62	4.08	285.98	60.06	346.04
ТК-6	ТК-7	80	51	Подземная бесканальная	12 218.6	623.15	1.06	0.78	4.62	4.08	583.41	122.52	705.92
ТК-7	шос. Киевское д. 2	80	20	Подземная бесканальная	12 218.6	244.37	1.06	0.78	4.62	4.08	228.79	48.05	276.83
шос. Киевское д. 2	Муз. школа	50	50	Подземная бесканальная	11 068.7	553.43	1.06	0.78	4.62	4.08	518.14	108.81	626.95
ТК-7	ТК-8	80	40	Подземная бесканальная	12 218.6	488.74	1.06	0.78	4.62	4.08	457.58	96.09	553.67
ТК-8	ул. Кутышева д.1	80	25	Подземная бесканальная	12 218.6	305.46	1.06	0.78	4.62	4.08	285.98	60.06	346.04
ТК-8	ул. Школьная д.1	50	20	Подземная бесканальная	11 068.7	221.37	1.06	0.78	4.62	4.08	207.26	43.52	250.78
УЗ-2	УЗ-3	250	25	Надземная	11 335.2	283.38	1.06	0.78	4.62	4.08	265.31	55.71	321.02
УЗ-3	Администрация	50	45	Подземная бесканальная	11 068.7	498.09	1.06	0.78	4.62	4.08	466.33	97.93	564.25
УЗ-3	ул. Школьная д.4	250	61	Надземная	11 335.2	691.45	1.06	0.78	4.62	4.08	647.35	135.94	783.30
ул. Школьная д.4	ул. Школьная д.2	80	51	Подземная бесканальная	12 218.6	617.04	1.06	0.78	4.62	4.08	577.69	121.31	699.00

Начальный узел	Конечный узел	Диаметр, мм	Длина, м	Тип прокладки	Расценка по НЦС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб./км	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УНЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 4 кв. 2014 г. к ФЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ФЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс.руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.
ул. Школьная д.4	ТК-2	250	30	Надземная	11 335.2	340.06	1.06	0.78	4.62	4.08	318.37	66.86	385.23
ТК-2	ул. Кутышева д.14	80	40	Подземная бесканальная	12 218.6	482.63	1.06	0.78	4.62	4.08	451.86	94.89	546.75
ТК-2	УЗ-5	200	48	Надземная	9 230.6	443.07	1.06	0.78	4.62	4.08	414.81	87.11	501.92
ТК-3	Школа нач.	150	35	Подземная бесканальная	15 171.0	530.98	1.06	0.78	4.62	4.08	497.12	104.40	601.52
ТК-3	ул. Кириллова д.2	150	20	Подземная бесканальная	15 171.0	303.42	1.06	0.78	4.62	4.08	284.07	59.65	343.73
ул. Кириллова д.2	УЗ-7	100	20	Подземная бесканальная	12 389.6	247.79	1.06	0.78	4.62	4.08	231.99	48.72	280.71
УЗ-7	ул. Кириллова д.3	100	20	Подземная бесканальная	12 389.6	247.79	1.06	0.78	4.62	4.08	231.99	48.72	280.71
УЗ-7	ТК-4	50	40	Подземная бесканальная	11 068.7	442.75	1.06	0.78	4.62	4.08	414.51	87.05	501.56
ТК-4	Д. сад	50	35	Подземная бесканальная	11 068.7	387.40	1.06	0.78	4.62	4.08	362.70	76.17	438.86
УЗ-5	ТК-3	150	8	Подземная бесканальная	15 171.0	113.78	1.06	0.78	4.62	4.08	106.53	22.37	128.90
УЗ-14	ул. Кириллова д.1/3	80	20	Подземная бесканальная	12 218.6	244.37	1.06	0.78	4.62	4.08	228.79	48.05	276.83
УЗ-9	ул. Кириллова д.1/2	80	20	Подземная бесканальная	12 218.6	244.37	1.06	0.78	4.62	4.08	228.79	48.05	276.83
УЗ-8	ул. Кириллова д.1/1	80	20	Подземная бесканальная	12 218.6	244.37	1.06	0.78	4.62	4.08	228.79	48.05	276.83
УЗ-13	ул. Кутышева д.12	80	104	Подземная бесканальная	12 218.6	1 270.73	1.06	0.78	4.62	4.08	1 189.70	249.84	1 439.53
УЗ-13	УЗ-10	200	65	Надземная	9 230.6	599.99	1.06	0.78	4.62	4.08	561.73	117.96	679.69
ТК-7	ИП	50	25	Подземная бесканальная	11 068.7	276.72	1.06	0.78	4.62	4.08	259.07	54.40	313.47
Р-1	ЗАО Базис	100	531	Надземная	4 741.1	2 517.51	1.06	0.78	4.62	4.08	2 356.97	494.96	2 851.93
Р-1	Р-3	50	94	Подземная бесканальная	11 068.7	1 040.45	1.06	0.78	4.62	4.08	974.10	204.56	1 178.66
Р-3	ОАО "Верево"	50	170	Подземная бесканальная	11 068.7	1 881.67	1.06	0.78	4.62	4.08	1 761.68	369.95	2 131.63
Р-3	ФКБИ	50	100	Надземная	3 047.1	304.71	1.06	0.78	4.62	4.08	285.27	59.91	345.18
ФКБИ	Р-2	125	115	Подземная бесканальная	13 662.2	1 571.16	1.06	0.78	4.62	4.08	1 470.96	308.90	1 779.87
Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (контур ГВС)													
Котельная	ТК-1	200	175	Надземная	9 230.6	1 615.35	1.06	0.78	4.62	4.08	1 512.34	317.59	1 829.93
ТК-1	Баня	50	122	Надземная	3 047.1	371.74	1.06	0.78	4.62	4.08	348.04	73.09	421.12
ТК-1	ул. Кутышева д.6	100	62	Подземная бесканальная	12 389.6	768.15	1.06	0.78	4.62	4.08	719.17	151.03	870.19
ул. Кутышева д.6	ул. Кутышева д.8	100	60	Подземная бесканальная	12 389.6	743.37	1.06	0.78	4.62	4.08	695.97	146.15	842.12
ул. Кутышева д.8	ТК-9	100	60	Подземная бесканальная	12 389.6	743.37	1.06	0.78	4.62	4.08	695.97	146.15	842.12
ТК-9	ТК-10	80	31	Подземная бесканальная	12 218.6	378.78	1.06	0.78	4.62	4.08	354.62	74.47	429.09
ТК-10	ул. Кутышева	50	30	Подземная бесканальная	11 068.7	332.06	1.06	0.78	4.62	4.08	310.88	65.29	376.17

Начальный узел	Конечный узел	Диаметр, мм	Длина, м	Тип прокладки	Расценка по НЦС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб./км	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УНЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 4 кв. 2014 г. к ФЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ФЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс.руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.
	д.46												
ТК-10	ул. Кутышева д.45	80	38	Подземная бесканальная	12 218.6	464.31	1.06	0.78	4.62	4.08	434.70	91.29	525.98
ул. Кутышева д.45	ул. Кутышева д.44	80	50	Подземная бесканальная	12 218.6	610.93	1.06	0.78	4.62	4.08	571.97	120.11	692.08
ул. Кутышева д.44	ул. Кутышева д.43	50	59	Подземная бесканальная	11 068.7	653.05	1.06	0.78	4.62	4.08	611.40	128.40	739.80
ТК-9	ТК-13	50	89	Подземная бесканальная	11 068.7	985.11	1.06	0.78	4.62	4.08	922.29	193.68	1 115.97
ТК-13	ТК-14	50	28	Подземная бесканальная	11 068.7	309.92	1.06	0.78	4.62	4.08	290.16	60.93	351.09
ТК-14	ул. Совхозная д. 68	50	30	Подземная бесканальная	11 068.7	332.06	1.06	0.78	4.62	4.08	310.88	65.29	376.17
ТК-14	ул. Совхозная д. 66	50	13	Подземная бесканальная	11 068.7	143.89	1.06	0.78	4.62	4.08	134.72	28.29	163.01
ТК-14	ТК-15	50	35	Подземная бесканальная	11 068.7	387.40	1.06	0.78	4.62	4.08	362.70	76.17	438.86
ТК-15	ул. Совхозная д. 67	50	4	Подземная бесканальная	11 068.7	44.27	1.06	0.78	4.62	4.08	41.45	8.70	50.16
ТК-15	ул. Совхозная д. 65	50	40	Подземная бесканальная	11 068.7	442.75	1.06	0.78	4.62	4.08	414.51	87.05	501.56
ТК-1	УЗ-1	150	31	Надземная	7 038.1	214.66	1.06	0.78	4.62	4.08	200.97	42.20	243.18
УЗ-1	ул. Кутышева д.10	50	20	Подземная бесканальная	11 068.7	221.37	1.06	0.78	4.62	4.08	207.26	43.52	250.78
УЗ-1	УЗ-2	150	34	Надземная	7 038.1	235.78	1.06	0.78	4.62	4.08	220.74	46.36	267.10
УЗ-10	ул. Кутышева д.4	50	50	Подземная бесканальная	11 068.7	553.43	1.06	0.78	4.62	4.08	518.14	108.81	626.95
УЗ-10	УЗ-11	100	43	Надземная	4 741.1	203.87	1.06	0.78	4.62	4.08	190.87	40.08	230.95
УЗ-11	ул. Кутышева д.55	50	20	Подземная бесканальная	11 068.7	221.37	1.06	0.78	4.62	4.08	207.26	43.52	250.78
УЗ-11	ТК-5	80	50	Подземная бесканальная	12 218.6	610.93	1.06	0.78	4.62	4.08	571.97	120.11	692.08
ТК-5	шос. Киевское д. 4/2	80	20	Надземная	4 427.9	88.56	1.06	0.78	4.62	4.08	82.91	17.41	100.32
ТК-5	Р-5	80	20	Надземная	4 427.9	88.56	1.06	0.78	4.62	4.08	82.91	17.41	100.32
Р-5	шос. Киевское д. 9	80	50	Надземная	4 427.9	221.40	1.06	0.78	4.62	4.08	207.28	43.53	250.80
Р-5	ТК-6	80	70	Надземная	4 427.9	309.95	1.06	0.78	4.62	4.08	290.19	60.94	351.13
ТК-6	шос. Киевское д. 4/1	80	25	Надземная	4 427.9	110.70	1.06	0.78	4.62	4.08	103.64	21.76	125.40
ТК-6	ТК-7	50	51	Подземная бесканальная	11 068.7	564.50	1.06	0.78	4.62	4.08	528.50	110.99	639.49
ТК-7	шос. Киевское д. 2	40	20	Надземная	2 668.5	53.37	1.06	0.78	4.62	4.08	49.97	10.49	60.46
ТК-7	ТК-8	40	40	Надземная	2 668.5	106.74	1.06	0.78	4.62	4.08	99.93	20.99	120.92
ТК-8	ул. Кутышева д.1	50	25	Подземная бесканальная	11 068.7	276.72	1.06	0.78	4.62	4.08	259.07	54.40	313.47

Начальный узел	Конечный узел	Диаметр, мм	Длина, м	Тип прокладки	Расценка по НЦС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб./км	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УНЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 4 кв. 2014 г. к ФЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ФЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс.руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.
ТК-8	ул. Школьная д.1	40	20	Надземная	2 668.5	53.37	1.06	0.78	4.62	4.08	49.97	10.49	60.46
УЗ-2	УЗ-3	150	25	Надземная	7 038.1	175.95	1.06	0.78	4.62	4.08	164.73	34.59	199.33
УЗ-3	Администрация	50	45	Подземная бесканальная	11 068.7	498.09	1.06	0.78	4.62	4.08	466.33	97.93	564.25
УЗ-3	ул. Школьная д.4	150	61	Надземная	7 038.1	429.33	1.06	0.78	4.62	4.08	401.95	84.41	486.36
ул. Школьная д.4	ул. Школьная д.2	50	51	Подземная бесканальная	11 068.7	558.97	1.06	0.78	4.62	4.08	523.32	109.90	633.22
ул. Школьная д.4	ТК-2	100	30	Надземная	4 741.1	142.23	1.06	0.78	4.62	4.08	133.16	27.96	161.13
ТК-2	ул. Кутышева д.14	50	40	Надземная	3 047.1	120.36	1.06	0.78	4.62	4.08	112.68	23.66	136.35
ТК-2	УЗ-5	100	48	Надземная	4 741.1	227.57	1.06	0.78	4.62	4.08	213.06	44.74	257.80
ТК-3	Школа нач.	100	35	Надземная	4 741.1	165.94	1.06	0.78	4.62	4.08	155.36	32.62	187.98
ТК-3	ул. Кириллова д.2	100	20	Надземная	4 741.1	94.82	1.06	0.78	4.62	4.08	88.77	18.64	107.42
ул. Кириллова д.2	УЗ-7	80	20	Надземная	4 427.9	88.56	1.06	0.78	4.62	4.08	82.91	17.41	100.32
УЗ-7	ул. Кириллова д.3	40	20	Надземная	2 668.5	53.37	1.06	0.78	4.62	4.08	49.97	10.49	60.46
УЗ-7	ТК-4	50	40	Надземная	3 047.1	121.88	1.06	0.78	4.62	4.08	114.11	23.96	138.07
ТК-4	Д. сад	50	35	Надземная	3 047.1	106.65	1.06	0.78	4.62	4.08	99.85	20.97	120.81
УЗ-5	ТК-3	100	8	Надземная	4 741.1	35.56	1.06	0.78	4.62	4.08	33.29	6.99	40.28
УЗ-5	УЗ-5/1	100	65	Надземная	4 741.1	305.80	1.06	0.78	4.62	4.08	286.30	60.12	346.42
УЗ-8	УЗ-9	80	35	Надземная	4 427.9	154.98	1.06	0.78	4.62	4.08	145.09	30.47	175.56
УЗ-9	УЗ-14	80	35	Надземная	4 427.9	154.98	1.06	0.78	4.62	4.08	145.09	30.47	175.56
УЗ-14	ул. Кириллова д.1/3	40	20	Надземная	2 668.5	53.37	1.06	0.78	4.62	4.08	49.97	10.49	60.46
УЗ-9	ул. Кириллова д.1/2	40	20	Надземная	2 668.5	53.37	1.06	0.78	4.62	4.08	49.97	10.49	60.46
УЗ-8	ул. Кириллова д.1/1	40	20	Надземная	2 668.5	53.37	1.06	0.78	4.62	4.08	49.97	10.49	60.46
УЗ-5/1	УЗ-8	80	23	Надземная	4 427.9	101.84	1.06	0.78	4.62	4.08	95.35	20.02	115.37
УЗ-13	ул. Кутышева д.12	50	104	Надземная	3 047.1	316.89	1.06	0.78	4.62	4.08	296.69	62.30	358.99
УЗ-13	УЗ-10	100	65	Надземная	4 741.1	308.17	1.06	0.78	4.62	4.08	288.52	60.59	349.11
ТК-7	ИП	20	25	Надземная	1 921.4	48.03	1.06	0.78	4.62	4.08	44.97	9.44	54.41
Итого (без НДС)											61 060.57	11 345.26	72 405.83
НДС (18%)											10 990.90	2 042.15	13 033.05
Итого с НДС											72 051.47	13 387.41	85 438.88

10.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

В соответствии с действующим законодательством и по согласованию с органами тарифного регулирования в тарифы теплоснабжающих и теплосетевых организаций может включаться инвестиционная составляющая, необходимая для реализации инвестиционных проектов по развитию системы теплоснабжения.

По результатам анализа основных источников финансирования мероприятий в сфере энергоснабжения в качестве основного источника финансирования инвестиций в развитие системы теплоснабжения Веревского сельского поселения предлагается привлечение дополнительных средств от результатов основной деятельности предприятия за счет введения инвестиционной надбавки в тариф.

Приемлемая тарифная нагрузка на потребителей и доступность услуг теплоснабжения потребителям при реализации инвестиционной программы может быть обеспечена при условии оказания мер государственной поддержки населению, т.е. за счет бюджетной составляющей.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни тарифов на тепловую энергию (мощность) устанавливаются федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов с учетом инвестиционных программ регулируемых организаций, утвержденных в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Под инвестиционной программой понимается программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по строительству, капитальному ремонту, реконструкции и модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения.

Утверждение инвестиционных программ осуществляется органами исполнительной власти субъектов РФ по согласованию с органами местного самоуправления.

В инвестиционную программу подлежат включению инвестиционные проекты, целесообразность реализации которых обоснована в схеме теплоснабжения.

Тарифы устанавливаются на основании необходимой валовой выручки, определенной для соответствующего регулируемого вида деятельности, и расчетного объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг) на расчетный период регулирования, определенного в соответствии со схемой теплоснабжения.

10.3. Расчет эффективности инвестиций

10.3.1. Методика оценки эффективности инвестиций

Оценка эффективности инвестиций в развитие СЦТ Веревского сельского поселения выполнена в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов», утвержденными Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике №ВК 477 от 21.06.1999 г., а также с использованием «Рекомендаций по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения», разработанных НП «АВОК» в 2005 г.

Основными критериями оценки эффективности инвестиций являются:

чистый дисконтированный доход (NPV) характеризует интегральный эффект от реализации проекта и определяется, как величина, полученная дисконтированием разницы между всеми годовыми оттоками и притоками реальных денег, накапливаемых в течение горизонта планирования.

внутренняя норма прибыли проекта (IRR) – это ставка дисконтирования, при которой дисконтированная стоимость притоков реальных денег равна дисконтированной стоимости оттоков. Другими словами, это ставка дисконтирования, при которой $NPV=0$, т.е. норма прибыли на располагаемые инвестиционные ресурсы.

Срок окупаемости служит для определения степени рисков реализации проекта и ликвидности инвестиций. Различают простой срок окупаемости и дисконтированный.

Простой срок окупаемости (PP) – это период времени, по окончании которого чистый объем поступлений (доходов) перекрывает объем инвестиций (расходов) в проект, и соответствует периоду, при котором накопительное значение чистого потока наличности изменяется с отрицательного на положительное.

Расчет дисконтированного срока окупаемости (DPP) проекта осуществляется по накопительному дисконтированному чистому потоку наличности. Дисконтированный срок окупаемости в отличие от простого учитывает стоимость капитала.

10.3.2. Экономическое окружение проекта

Для приведения финансовых параметров проекта к ценам соответствующих лет применены индексы роста цен и тарифов на топливо и энергию, приведенные в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года, разработанном Минэкономразвития РФ от 08.11.2013 г.

Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года базируется на сценарных условиях прогноза долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года с учетом параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2013 год и плановый период 2014 и 2015 годов, а также подготовленных на их основе прогнозных материалах федеральных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

В «Прогнозе...» рассмотрены три варианта сценария социально-экономического развития в долгосрочной перспективе – консервативный, инновационный и целевой (форсированный).

Консервативный сценарий (вариант 1) характеризуется умеренными долгосрочными темпами роста экономики на основе активной модернизации топливно-энергетического и сырьевого секторов российской экономики при сохранении относительного отставания в гражданских высоко- и среднетехнологичных секторах.

Инновационный сценарий (вариант 2) характеризуется усилением инвестиционной направленности экономического роста. Сценарий опирается на

создание современной транспортной инфраструктуры и конкурентоспособного сектора высокотехнологичных производств и экономики знаний наряду с модернизацией энерго-сырьевого комплекса.

Целевой (форсированный) сценарий (вариант 3) разработан на базе инновационного сценария, при этом он характеризуется форсированными темпами роста, повышенной нормой накопления частного бизнеса, созданием масштабного несырьевого экспортного сектора и значительным притоком иностранного капитала.

Для оценки эффективности инвестиций в развитие системы теплоснабжения Вереvского сельского поселения в расчеты заложены индексы роста цен по консервативному сценарию (наихудший вариант).

Ставка дисконтирования принята в расчетах 10 %.

10.3.3. Оценка эффективности инвестиций.

Возврат инвестиций в модернизацию централизованной системы теплоснабжения Вереvского сельского поселения предполагается осуществлять за счет снижения себестоимости производства тепловой энергии.

Снижение себестоимости происходит за счет значительного повышения эффективности производства тепловой энергии за счет применения современных технологий. При этом основное снижение себестоимости происходит за счет снижения затрат на топливо, а также тепловых потерь в сетях.

Расчет эффективности инвестиций в развитие СЦТ котельной №10 дер. Малое Верево представлен в таблице 10.2.

Таблица 10.2. Расчет эффективности инвестиций в развитие СЦТ котельной №10 ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района»

Наименование	ед. измер.	Год																
		2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030
Индексы-дефляторы к предшествующему году																		
Природный газ		1,000	1,022	1,048	1,047	1,045	1,043	1,038	1,034	1,030	1,028	1,027	1,026	1,024	1,022	1,021	1,020	1,020
Капитальные вложения		1,000	1,051	1,051	1,060	1,050	1,047	1,039	1,040	1,034	1,029	1,026	1,026	1,026	1,026	1,024	1,021	1,021
Коэффициент дисконта		1,0000	0,9091	0,8264	0,7513	0,6830	0,6209	0,5645	0,5132	0,4665	0,4241	0,3855	0,3505	0,3186	0,2897	0,2633	0,2394	0,2176
Капитальные затраты СЦТ котельных в т.ч.:	тыс. руб.	0	10 643	0	4 733	0	24 312	29 964	32 982	27 960	21 503	17 681	0	0	0	0	0	0
Строительство и реконструкция источников	тыс. руб.	-	-	-	-	-	24 312	22 957	17 218	12 196	5 739	1 917	-	-	-	-	-	-
Строительство и реконструкция сетей	тыс. руб.		10 643		4 733			7 006	15 764	15 764	15 764	15 764						
Капитальные затраты СЦТ котельных в прогнозных ценах	тыс. руб.	0	11 186	0	5 544	0	24 312	32 330	39 140	34 859	29 055	25 838	0	0	0	0	0	0
Выработка тепловой энергии котельной №10	Гкал	25949,70	30873,40	30873,40	33971,90	33971,90	33613,49	29056,85	29404,81	29752,77	30100,74	30448,70	30633,88	30980,01	31326,13	31672,25	32018,38	32364,50
Экономия тепловой энергии за счет снижения потерь в сетях котельной №10	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4497,84	4547,06	4596,29	4645,51	4694,74	4743,96	4793,19	4842,41	4891,63	4940,86	4990,08
Экономия топлива за счет снижения УРУТ	тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43,3	43,8	44,4	44,9	45,4	45,7	46,2	46,7	47,2	47,7	48,3
Экономия топлива за счет снижения потерь в сетях	тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	611,5	618,2	624,9	631,6	638,3	645,0	651,7	658,4	665,1	671,8	678,5
Цена природного газа в прогнозных ценах	руб./тыс. . м3	4 458,75	4 556,31	4 777,14	5 000,05	5 223,34	5 449,13	5 658,80	5 851,93	6 029,18	6 196,00	6 362,23	6 527,83	6 686,53	6 835,76	6 977,86	7 116,29	7 257,52
Экономия затрат на топливо	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	3 706	3 875	4 035	4 192	4 350	4 509	4 667	4 820	4 970	5 120	5 274
Чистый поток денежных средств	тыс. руб.	0	-11 186	0	-5 544	0	-24 312	-28 624	-35 265	-30 824	-24 863	-21 488	4 509	4 667	4 820	4 970	5 120	5 274
Нарастающим итогом	тыс. руб.	0	-11 186	-11 186	-16 730	-16 730	-41 042	-69 666	-104 932	-135 755	-160 618	-182 107	-177 598	-172 932	-168 112	-163 141	-158 021	-152 746
Дисконтированный чистый поток	тыс. руб.	0	-10 169	0	-4 166	0	-15 096	-16 158	-18 097	-14 379	-10 544	-8 285	1 580	1 487	1 396	1 309	1 226	1 148
Нарастающим итогом	тыс. руб.	0	-10 169	-10 169	-14 335	-14 335	-29 430	-45 588	-63 685	-78 064	-88 609	-96 893	-95 313	-93 826	-92 430	-91 121	-89 895	-88 747
NPV	тыс. руб.	-88 747																
IRR	%	0,00%																

В результате расчетов показателей экономической эффективности инвестиций в мероприятия по модернизации системы теплоснабжения СЦТ котельной №10 получены следующие результаты:

- NPV = -88 747 тыс. руб.
- IRR = 0%
- Простой и дисконтированный срок окупаемости не достигаются в рассматриваемый период.

На основании результата расчетов можно сделать вывод о том, что предлагаемые мероприятия по СЦТ котельных ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» экономически неэффективны. Однако их реализация необходима для обеспечения качественного и надежного теплоснабжения существующих и перспективных потребителей.

Таким образом, для финансирования мероприятий в развитие системы теплоснабжения Сиверского городского поселения предлагается привлечение дополнительных средств от результатов основной деятельности предприятия за счет введения инвестиционной надбавки в тариф.

10.4. Расчет ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

В соответствии с Приказом Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области №203-п от 13.12.2013 тариф на тепловую энергию для населения в Веревском сельском поселении составляет 2111,6 руб./Гкал в 2014 году для абонентов ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района».

Индексы роста цен на тепловую энергию приняты в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года, разработанным Минэкономразвития РФ от 08.11.2013 г. Однако Министерство экономического развития отмечает, что региональные власти вправе устанавливать и более высокие тарифы на тепловую энергию, если существует критическая потребность в инвестициях в теплоэнергетический сектор региона.

Расчет тарифных последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения приведен в таблице 10.3.

В результате проведенных расчетов получено, что в случае отказа от проведения мероприятий по модернизации системы теплоснабжения Вереvского сельского поселения тарифы на тепловую энергию будут изменяться следующим образом:

- с 2111,6 руб./Гкал в 2014 г. до 3991,2 руб./Гкал в 2030 г.

Реализация мероприятий по модернизации системы теплоснабжения приведет к сокращению себестоимости производства и передачи тепловой энергии, соответственно, тариф на тепловую энергию в течение периода рассмотрения будет изменяться следующим образом:

- с 2111,6 руб./Гкал в 2014 г. до 3688,0 руб./Гкал в 2030 г.

При включении в тариф инвестиционной составляющей в размере 40% от общего объема капиталовложений тариф на тепловую энергию для потребителей будет изменяться с 2111,6 руб./Гкал в 2014 г. до 3866,9 руб./Гкал в 2030 г.

График изменения тарифа представлен на рисунке 10.1.

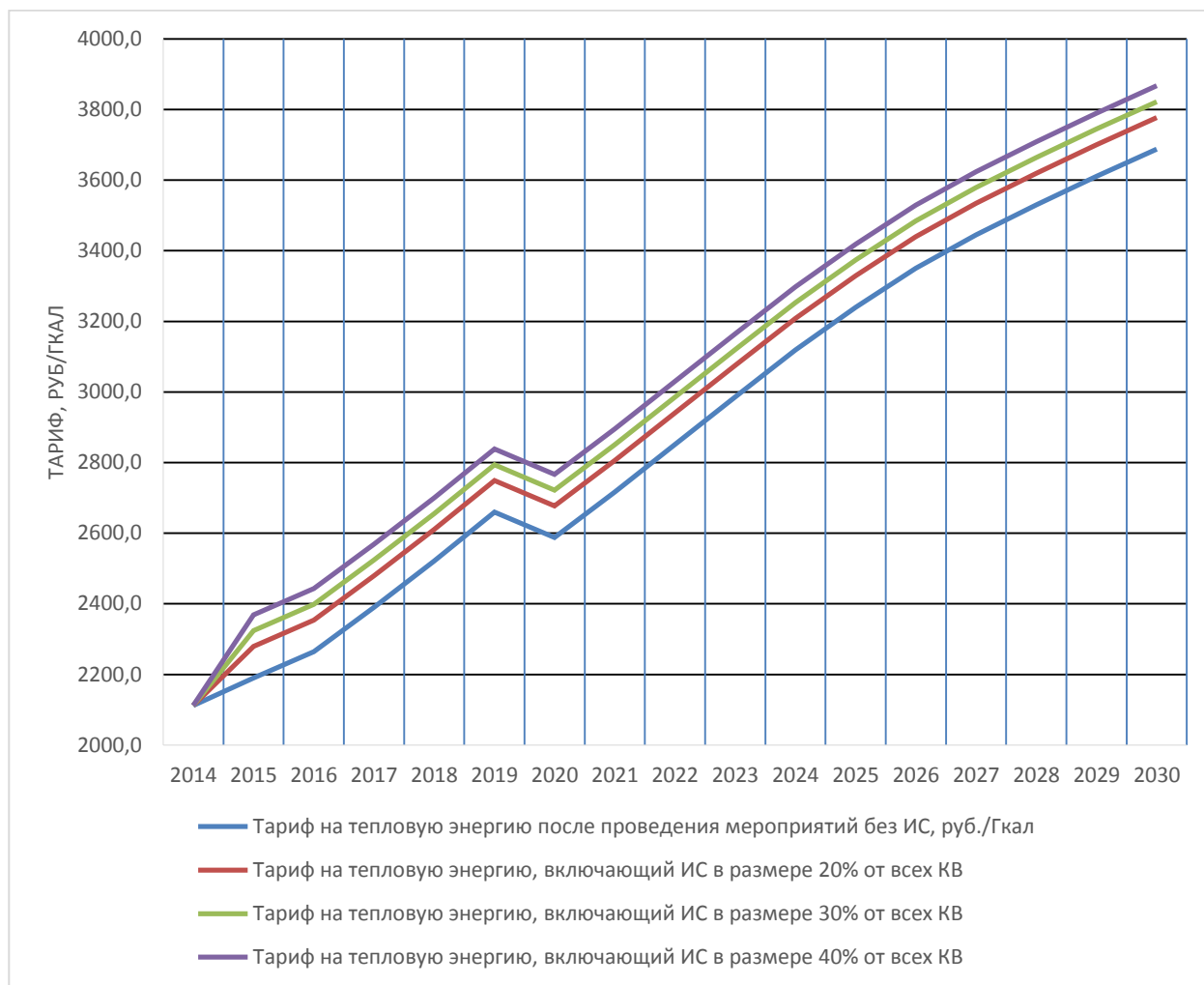


Рисунок 10.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию

Таблица 10.3. Ценовые последствия для потребителей при введении в тариф инвестиционной составляющей (от 20% до 40%)

Источник т/с	Значения показателей в течение рассматриваемого периода реализации схемы теплоснабжения																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Индекс-дефлятор на тепловую энергию	1,000	1,037	1,034	1,055	1,055	1,055	1,053	1,050	1,050	1,047	1,045	1,039	1,034	1,028	1,025	1,023	1,021
Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал	23267	23628	23628	25999	25999	25999	25999	26284	26568	26853	27137	27422	27706	27991	28275	28560	28844
Всего капиталовложений, тыс.руб. (с НДС)	0	11 186	0	5 544	0	24 312	32 330	39 140	34 859	29 055	25 838	0	0	0	0	0	0
Тариф на тепловую энергию в случае отказа от проведения мероприятий (0 вариант), руб./Гкал	2111,6	2189,8	2264,2	2389,9	2520,9	2659,7	2801,1	2940,2	3086,2	3231,2	3375,5	3507,6	3626,9	3729,1	3820,5	3907,2	3991,2
Тариф на тепловую энергию после проведения мероприятий без ИС, руб./Гкал	2111,6	2189,8	2264,2	2389,9	2520,9	2659,7	2587,5	2716,3	2851,4	2985,6	3119,1	3240,1	3350,5	3445,1	3529,8	3610,2	3688,0
Выручка от реализации тепловой энергии по тарифу без ИС, тыс.руб.	49 132	51 740	53 499	62 134	65 541	69 150	67 273	71 394	75 755	80 170	84 643	88 850	92 831	96 432	99 807	103 107	106 378
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 20% от всех КВ, млн.руб.	49 132	53 854	55 613	64 461	67 867	71 476	69 599	73 746	78 132	82 573	87 071	91 303	95 310	98 936	102 337	105 662	108 959
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 20% от всех КВ	2111,6	2279,2	2353,7	2479,3	2610,4	2749,2	2677,0	2805,8	2940,8	3075,0	3208,6	3329,6	3440,0	3534,6	3619,3	3699,7	3777,5
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 30% от всех КВ, млн.руб.	49 132	54 911	56 670	65 624	69 030	72 639	70 762	74 922	79 321	83 774	88 285	92 530	96 549	100 188	103 602	106 940	110 250
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 30% от всех КВ	2111,6	2324,0	2398,4	2524,1	2655,1	2793,9	2721,7	2850,5	2985,6	3119,8	3253,3	3374,3	3484,7	3579,3	3664,0	3744,4	3822,2
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 40% от всех КВ, млн.руб.	49 132	55 968	57 727	66 787	70 193	73 802	71 926	76 097	80 510	84 976	89 499	93 757	97 789	101 441	104 867	108 218	111 540
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 40% от всех КВ	2111,6	2368,7	2443,2	2568,8	2699,8	2838,7	2766,5	2895,2	3030,3	3164,5	3298,0	3419,1	3529,5	3624,1	3708,8	3789,2	3866,9

11.ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Критерии определения единой теплоснабжающей организации утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 года №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более) или органа местного самоуправления (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа.

В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение трех рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности размещать соответствующую информацию на своих официальных сайтах, необходимая информация может размещаться на официальном сайте субъекта Российской Федерации, в границах которого находится соответствующее муниципальное образование. Поселения, входящие в муниципальный район, могут размещать необходимую информацию на официальном сайте этого муниципального района.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на пять процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению

гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Организация может утратить статус единой теплоснабжающей организации в следующих случаях:

- систематическое (три и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств, предусмотренных условиями договоров. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;
- принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации,

имеющей статус единой теплоснабжающей организации, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации;

- принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, банкротом;
- прекращение права собственности или владения источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;
- несоответствие организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;
- подача организацией заявления о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации.

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

На территории поселения теплоснабжающую деятельность осуществляют:

1. ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района»;
2. МУП «Тепловые сети» г. Гатчина.

Предложения по выбору единой теплоснабжающей организации в соответствии с критериями выбора теплоснабжающих организаций в пределах систем теплоснабжения представлены в таблице 11.1.

Таблица 11.1. Предложения по выбору ЕТО

Система теплоснабжения	ЕТО
СТ котельной №10 дер. Малое Верево	ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района»
СТ котельной №8 дер. Вайялово	МУП «Тепловые сети» г. Гатчина