



**Актуализированная схема теплоснабжения
муниципального образования Кузнецнинское городское
поселение Ленинградской области на период до 2028 г.**

Том 2

Обосновывающие материалы

**г. Санкт-Петербург
2026 год**

«УТВЕРЖДАЮ»

**Генеральный директор
ООО «Дивайс Инжиниринг»**

«УТВЕРЖДАЮ»

**Глава администрации
МО Кузнечное городское поселение**

Доренский А.Н.

«___» _____ 2026 г.

«___» _____ 2026 г.

**Актуализированная схема теплоснабжения
муниципального образования Кузнечинское городское
поселение Ленинградской области на период до 2028 г.**

Том 2

Обосновывающие материалы

**г. Санкт-Петербург
2026 год**

Список исполнителей

Смирнов В. И.	Технический директор ООО «Дивайс Инжиниринг»
Лежепёкова О. С.	Ведущий инженер отдела Инженерно-технического обеспечения и энергоэффективности ООО «Дивайс Инжиниринг»
Левко А. В.	Ведущий инженер отдела Инженерно-технического обеспечения и энергоэффективности ООО «Дивайс Инжиниринг»
Киселева А. Л.	Ведущий инженер отдела Инженерно-технического обеспечения и энергоэффективности ООО «Дивайс Инжиниринг»

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ.....	4
ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	20
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	22
ВВЕДЕНИЕ.....	23
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.....	25
1.1. Функциональная структура теплоснабжения.....	25
1.2. Источники тепловой энергии.....	26
1.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования.....	26
1.2.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	40
1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности.....	45
1.2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто.....	45
1.2.5 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	46
1.2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии).....	49
1.2.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха.....	49
1.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования.....	51
1.2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.....	51
1.2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	52
1.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	52
1.2.12 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	52
1.2.13 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения.....	52
1.3. Тепловые сети, сооружения на них.....	53
1.3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до	

ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения.....	53
1.3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	55
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 тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам.....	58
1.3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	91
1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.....	93
1.3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	95
1.3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	95
1.3.8 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.....	95
1.3.9 Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние пять лет	103
1.3.10 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние пять лет.....	103
1.3.11 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	103
1.3.12 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	103
1.3.13 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в случаях, установленных пунктом 6 части 2 статьи 4 и пунктом 2 части 2 статьи 5 Федерального закона «О теплоснабжении» (в ценовых зонах теплоснабжения – также плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения).....	107
1.3.14 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние три года.....	108
1.3.15 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	108
1.3.17 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловой сети потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	111
1.3.18 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	115
1.3.19 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	115
1.3.20 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	115

1.3.21 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	115
1.3.22 Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).....	117
1.3.23 Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	117
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	118
1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	121
1.5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	121
1.5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	138
1.5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	154
1.5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления, за отопительный период и за год в целом.....	154
1.5.5 Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	154
1.5.6 Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.....	157
1.5.7 Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	167
1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки.....	168
1.6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения – по каждой системе теплоснабжения.....	168
1.6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения – по каждой системе теплоснабжения....	169
1.6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю.....	169
1.6.4 Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	170
1.6.5 Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.....	170

1.6.6 Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	170
1.7. Балансы теплоносителя.....	170
1.7.1 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.....	170
1.7.2 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах системы теплоснабжения.....	172
1.7.3 Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	172
1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....	172
1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	172
1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	173
1.8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки.....	175
1.8.4 Описание использования местных видов топлива	175
1.8.5 Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Международным стандартом ГОСТ 25543-2013 «Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам»), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения.....	176
1.8.6 Описание преобладающего в поселении вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении	176
1.8.7 Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения.....	176
1.8.8 Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	177
1.9. Надежность теплоснабжения.....	178
1.9.1 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....	180
1.9.2 Частота отключения потребителей.....	182

1.9.3 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений.....	182
1.9.4 Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности).....	183
1.9.5 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 2 июня 2022 г. N 1014 «О расследовании причин аварийных ситуаций в сфере теплоснабжения»	183
1.9.6 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в подпункте 1.9.5 настоящего пункта.....	183
1.9.7 Итоги анализа и оценки систем теплоснабжения поселения, а также описание системы мер по повышению надежности для малонадежных и ненадежных систем теплоснабжения, определенной исполнительными органами субъектов Российской Федерации в соответствии с разделом X Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации, утвержденных постановлением 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» (далее – система мер по повышению надежности).	185
1.9.8 Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	185
1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых компаний.....	186
1.10.1 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	187
1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	187
1.11.1 Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых исполнительными органами 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 трех лет.....	187
1.11.2 Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	202
1.11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения.....	204
1.11.4 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	209
1.11.5 Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних трех лет.....	209

1.11.6 Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние три года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения.....	210
1.11.7 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых исполнительными органами субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	210
1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения.....	210
1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	210
1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	212
1.12.3 Описание существующих проблем развития системы теплоснабжения.....	213
1.12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	213
1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	213
1.12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	213
Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	215
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.....	215
2.2. Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные жилые дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе.....	215
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.....	216
2.4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам потребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, на каждом этапе.....	219
2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения, на каждом этапе.....	221

2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода, пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....	221
2.7. Описание изменений показателей существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения при актуализации схемы теплоснабжения.....	221
2.7.1 Перечень объектов теплопотребления, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	221
2.7.2 Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки.....	222
2.7.3 Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии.....	222
2.7.4 Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды.....	223
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения.....	223
3.1. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения и с полным топологическим описанием связности объектов.....	226
3.2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения.....	226
3.3. Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное.....	226
3.4. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть.....	227
3.5. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии.....	227
3.6. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку.....	227
3.7. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя.....	227
3.8. Расчет показателей надежности теплоснабжения.....	228
3.9. Групповые изменения характеристики объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения.....	228
3.10. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.....	228
3.11. Изменения гидравлических режимов, определяемые в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения, с учетом изменений в составе оборудования источников тепловой энергии, тепловой сети и теплопотребляющих установок за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	229

Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.....	230
4.1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения – балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды.....	230
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 источника тепловой энергии.....	231
4.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.....	231
4.4. Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	231
Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения.....	232
5.1. Общие принципы разработки Мастер-плана	232
5.1.1 Общие сведения.....	232
5.1.2 Критерии выбора решений и варианты Мастер-плана при актуализации схемы теплоснабжения.....	232
5.2. Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения).....	234
5.3. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения.....	235
5.4. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения – на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения.....	238
5.5. Описание изменений в Мастер-плане развития систем теплоснабжения поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	241
Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.....	243

6.1. Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии в случаях, установленных пунктом 6 части 2 статьи 4 и пунктом 2 части 2 статьи 5 Федерального закона «О теплоснабжении» (в ценовых зонах теплоснабжения – также расчётную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения).....	243
6.2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения.....	244
6.3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов.....	244
6.4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.....	244
6.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.....	245
6.6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	246
6.7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	246
Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии.....	247
7.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	247
7.1.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения.....	247
7.1.2 Определение условий организации индивидуального теплоснабжения.....	251
7.1.3 Определение условий поквартирного отопления.....	252
7.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	253
7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению	

надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	253
7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	254
7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	256
7.6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	256
7.7. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.....	256
7.8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	256
7.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	257
7.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.....	257
7.11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.....	257
7.12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения.....	257
7.13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	258
7.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения.....	258
7.15. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.....	258

7.16 Описание мероприятий на источниках тепловой энергии, необходимость реализации которых рассматривается на этапе разработки проектной документации по строительству источников тепловой энергии в целях обеспечения живучести источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом	266
7.17. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии.....	266
Глава 8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей	267
8.1. Предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)	268
8.2. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения.....	268
8.3. Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.....	268
8.4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	269
8.5. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.....	269
8.6. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки....	270
8.7. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	270
8.8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций.....	271
8.9 Мероприятия на тепловых сетях, необходимость реализации которых рассматривается на этапе разработки проектной документации по строительству тепловых сетей, в том числе при присоединении перспективных потребителей, в целях обеспечения живучести источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом	271
8.10. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них.....	272

Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения.....	273
9.1. Техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения.....	273
9.2. Обоснование и пересмотр графика температур теплоносителя и его расхода в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения).....	273
9.3. Предложения по реконструкции тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), на отдельных участках таких систем, обеспечивающих передачу тепловой энергии потребителям.....	274
9.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения.....	274
9.5. Оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения.....	274
9.6. Расчет ценовых (тарифных) последствий для потребителей в случае реализации мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения.....	275
9.7. Описание актуальных изменений в предложениях по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию переоборудованных центральных и индивидуальных тепловых пунктов.....	275
Глава 10. Перспективные топливные балансы.....	276
10.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения.....	276
10.2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива.....	277
10.3. Вид топлива, потребляемый источниками тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива.....	278
10.4. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь – вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 «Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам»), их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемого для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения.....	279

10.5. Преобладающий в поселении вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении.....	280
10.6. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения.....	280
10.7. Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии.....	281
Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения.....	282
11.1. Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения.....	282
11.2. Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения.....	282
11.3. Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.....	287
11.4. Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки.....	288
11.5. Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии.....	288
11.6 Мероприятия по резервированию источников тепловой энергии и тепловых сетей, определенных системой мер по повышению надежности.....	289
11.7 Мероприятия по замене тепловых сетей, определенных системой мер по повышению надежности.....	289
11.8 Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения (не менее одного для каждой зоны теплоснабжения с суммарной установленной тепловой мощностью источников тепловой энергии 100 Гкал/ч и более) на основе результатов моделирования аварийных ситуаций, включая моделирование отказов элементов, расчета послеаварийных гидравлических режимов и оценки надежности теплоснабжения в аварийных режимах теплоснабжения (при отказе головного участка теплопровода на одном (с наибольшим диаметром) из выводов тепловой мощности от источника тепловой энергии и при отключении насосной группы сетевых насосов на одном из источников тепловой энергии для систем с несколькими источниками тепловой энергии, работающими на единую тепловую сеть, в режиме плавающей точки водораздела (без выделенных зон действия).....	289
11.9 Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения.....	290
11.10 Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей и сооружений на них.....	291
Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию.....	292

12.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	292
12.2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	293
12.3. Расчеты экономической эффективности инвестиций.....	297
12.4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения.....	303
12.5. Описание изменений в обосновании инвестиций (оценке финансовых потребностей, предложениях по источникам инвестиций) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности.....	303
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения.....	306
13.1. Результаты оценки существующих и перспективных значений индикаторов развития систем теплоснабжения.....	306
13.1.1 Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях.....	307
13.1.2 Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии.....	307
13.1.3 Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных).....	307
13.1.4 Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети.....	308
13.1.5 Коэффициент использования установленной тепловой мощности.....	308
13.1.6 Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке.....	309
13.1.7 Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения).....	309
13.1.8 Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии.....	309
13.1.9 Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии).....	310
13.1.10 Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии.....	310
13.1.11 Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения).....	310

13.1.12	Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения).....	310
13.1.13	Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения).	311
13.1.14	Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.....	312
13.2.	Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения.	312
Глава 14.	Ценовые (тарифные) последствия.....	313
14.1.	Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения (существующие и прогнозные).....	313
14.2.	Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации.....	314
14.3.	Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.....	315
14.4.	Описание изменений (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения.....	315
Глава 15.	Реестр единых теплоснабжающих организаций.....	317
15.1.	Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения...	317
15.2.	Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации.....	317
15.3.	Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации.....	318
15.4.	Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.....	323
15.5.	Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).....	323
15.6.	Описание изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, и актуализированные сведения в реестре систем теплоснабжения и реестре единых теплоснабжающих организаций (в случае необходимости) с описанием оснований для внесения изменений.....	326

Глава 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения.....	327
16.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	327
16.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них.....	327
16.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих перевод открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения.....	329
16.4. Сводная стоимость мероприятий, предусмотренных Схемой теплоснабжения.....	330
Глава 17. Замечания и предложения к проекту актуализации схемы теплоснабжения.....	331
17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения.....	331
17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения.....	331
17.3 Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.....	331
Глава 18. Сводный том изменений, выполненный в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	332
18.1 Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения.....	332
18.2. Сведения о мероприятиях утвержденной схемы теплоснабжения, выполненных за период, прошедший с даты утверждения (актуализации) схемы теплоснабжения	334
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	336
Приложение 1. Постановление Администрации Кузнечинского городского поселения от 02.03.2026 № 68 «Об определении единой теплоснабжающей организации на территории Кузнечинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области»	337

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термины и их определения, применяемые в настоящей работе, представлены в таблице ниже.

Термины	Определения
Теплоснабжение	Обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности.
Система теплоснабжения	Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями.
Схема теплоснабжения	Документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования систем теплоснабжения поселения, городского округа, их развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и утверждаемый правовым актом, не имеющим нормативного характера, федерального органа исполнительной власти, уполномоченного Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органа местного самоуправления.
Источник тепловой энергии	Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии.
Объекты теплоснабжения	Источники тепловой энергии, тепловые сети или их совокупность.
Тепловая сеть	Совокупность устройств, предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок.
Тепловая мощность (далее – мощность)	Количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени.
Тепловая нагрузка	Количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени.
Потребитель тепловой энергии (далее потребитель)	Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления.
Теплопотребляющая установка	Устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии.
Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее – единая теплоснабжающая организация)	Теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации
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
Теплоснабжающая организация	Организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей).

Продолжение таблицы

Термины	Определения
Инвестиционная программа организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения	Программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, строительства, капитального ремонта, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, подключения теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения
Теплосетевая организация	Организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию исходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Управляющая организация	Юридическое лицо независимо от организационно-правовой формы или индивидуальный предприниматель, которые осуществляют управление многоквартирным домом на основании результатов конкурса.
Надежность теплоснабжения	Характеристика состояния системы теплоснабжения, при котором обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения
Живучесть	Способность источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом сохранять свою работоспособность в аварийных ситуациях, а также после длительных (более пятидесяти четырех часов) остановок
Зона действия системы теплоснабжения	Территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)
Мощность источника тепловой энергии нетто	Величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды
Топливо-энергетический баланс	Документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов на территорию субъекта Российской Федерации или муниципального образования и их потребления, устанавливающий распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и позволяющий определить эффективность использования энергетических ресурсов
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Теплосетевые объекты	Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии.
Элемент территориального деления	Территория поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц.
Расчетный элемент территориального деления	Территория поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.
АИТП (ИТП)	Автоматизированный индивидуальный тепловой пункт – это комплекс устройств для распределения тепловой энергии в помещении и качественно-количественной регулировки теплоносителя одного здания/строения/сооружения на нужды отопления в соответствии с погодными условиями и фактическими потребностями. Используется для обслуживания группы потребителей (зданий, промышленных объектов). Чаще располагается в отдельно стоящем сооружении, но может быть размещен в подвальном или техническом помещении одного из зданий.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей работе применяются следующие сокращения:

МО – муниципальное образование;
НТД – нормативно-техническая документация;
ПИР – проектно-изыскательские работы;
ПРК – программно-расчетный комплекс;
ГИС – геоинформационная система;
ХВС – холодное водоснабжение;
ГВС – горячее водоснабжение;
ОВ – отопление/вентиляция;
ТСО – теплоснабжающая организация;
ОЭТС – организации, эксплуатирующие тепловые сети;
ЖКС – жилищно-коммунальный сектор;
ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство;
ХВО – химводоочистка;
ТК – тепловая камера;
ЕТО – единая теплоснабжающая организация;
ИТП – индивидуальный тепловой пункт.

ВВЕДЕНИЕ

Актуализация Схемы теплоснабжения муниципального образования Кузнечнинского городского поселения Ленинградской области до 2028 г. выполнена на основании:

- Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" (с изменениями и дополнениями);
- «Требований к схемам теплоснабжения» (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 с изменениями и дополнениями от 7 октября 2014 г., 18, 23 марта, 12 июля 2016 г., 3 апреля 2018 г., 16 марта 2019 г., 31 мая 2022 г., 10 января 2023 г., 17 октября 2024 г., 18 марта 2025 г.);
- Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 5 марта 2019 г. № 212 (с изменениями и дополнениями);
- ГОСТ Р 70389-2022 Схемы теплоснабжения городов. Процессы разработки и актуализации. Технические условия на закупку (дата введения – 2023-05-01);
- Федерального закона от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении отдельных законодательных актов Российской Федерации» (последняя редакция, с изменениями).

При актуализации схемы теплоснабжения учтены:

- программа развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на период 2026 – 2030 гг.;
- план-график газификации «Объекты газификации Ленинградской области согласно Программе развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на 2025 год;
- Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Ленинградской области на 2024 – 2033 гг. (утв. постановлением Правительства Ленинградской области от 26.12.2025 № 1101, с изменениями и дополнениями от 12.03.2026);
- схема и программа развития единой энергетической системы России на 2022 – 2028 годы (утв. приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 146 от 28.02.2022 г.);
- схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2024 – 2029 годы (утв. приказом Минэнерго России от 30.11.2023 г. № 1095);
- актуализированная схема водоснабжения и водоотведения Кузнечнинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области на период до 2036 года (актуализация 2024 года).

Согласно Федеральному закону № 190-ФЗ "О теплоснабжении"

схема теплоснабжения – документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования систем теплоснабжения поселения, их развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Схема теплоснабжения (проект схемы теплоснабжения) городского поселения разрабатывается с целью удовлетворения спроса на тепловую энергию (мощность), теплоноситель для обеспечения надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом (с соблюдением принципа минимизации расходов) при минимальном воздействии на окружающую среду, экономического стимулирования развития систем теплоснабжения и внедрения энергосберегающих технологий.

Схема теплоснабжения разрабатывается на основании анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учетом перспективного развития, структуры топливного баланса региона, оценки технического состояния существующих источников тепловой энергии и тепловых сетей, возможности их дальнейшего использования.

Проект схемы теплоснабжения разрабатывается с соблюдением следующих принципов:

- обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технологических регламентов;
- обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
- соблюдения баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на единицу тепловой энергии для потребителя в долгосрочной перспективе;
- обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения.

Разработка схемы теплоснабжения в форме документов, содержащих предпроектные материалы, является сложной многофакторной задачей, имеет нетиповой, творческий характер.

В пределах настоящей работы в качестве базового периода принят 2025 год, в качестве периода планирования рассматривается период до 2028 года.

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

1.1. Функциональная структура теплоснабжения

Решением Совета депутатов муниципального образования Кузнечнинское городское поселение муниципального образования Приозерский муниципальный район Ленинградской области № 122 от 30 сентября 2021 г. было создано муниципальное предприятие «ТеплоГарант» для оказания коммунальных услуг теплоснабжения.

Тепловые сети системы отопления от котельной № 1 «Ровное», тепловые сети ГВС от котельной № 1 «Ровное», тепловые сети от котельной № 2 «КНИ» ранее эксплуатировались ООО «Энерго-Ресурс» по договору аренды № 1 от 08.10.2024 г. с МП «ТеплоГарант» Кузнечнинского ГП.

Постановлением Администрации Кузнечнинского городского поселения от 2 марта 2026 года № 68 (приведено в Приложении 1 ОМ) ООО «Энерго-Ресурс» присвоен статус единой теплоснабжающей организации, осуществляющей теплоснабжение на территории Кузнечнинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области. Зоной деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Энерго-Ресурс» является территория Кузнечнинского городского поселения, на которой располагаются централизованные системы теплоснабжения в соответствии с актуализированной и утверждённой Постановлением администрации № 202 от 08.08.2025 г. схемой теплоснабжения поселения.

Сведения о теплоснабжающей организации ООО «Энерго-Ресурс» приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Сведения о теплоснабжающей организации ООО «Энерго-Ресурс»

Наименование организации	Адрес юридический, адрес почтовый	Должность руководителя организации ФИО (полностью) руководителя организации	№ телефона эл. почты
Общество с ограниченной ответственностью «Энерго-Ресурс»	Юридический адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Оптиков, д.4, корп. 2, лит. А, пом. 331, 1084703006123; Фактический адрес: 188760, Ленинградская область, г. Приозерск, ул. Песочная, 24 Адрес осуществления лицензируемой деятельности: Ленинградская область, г. Приозерск, ул. Заводская, д. 3, корп. 11; Ленинградская область, г. Приозерск, ул. Песочная, д. 22, лит. А.	Генеральный директор Сидоров Михаил Валерьевич	Тел. 8-813-79-51-101; 8-921-361-29-88. e-mail: info@energo-resurs.biz

Источниками централизованного теплоснабжения Кузнечнинского городского поселения являются две котельные: микрорайон Ровное подключен к котельной № 1

«Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»), микрорайон КНИ подключен к котельной № 2 «КНИ» (п.г.т. Кузнечное).

Теплоснабжение многоквартирных жилых домов ул. Привокзальная, 5 и 52 осуществляется от двух электрокотлов, расположенных в жилых домах. В подвалах жилых домов установлено по одному электрокотлу марки РУСНИТ 245М (ООО НПЦ завода «Красное знамя», г. Рязань) установленной тепловой мощностью 45 кВт, год ввода в эксплуатацию – 2014. Максимальная температура сетевой воды – 90 °С. Давление в системе отопления – 0,30 МПа.

На момент актуализации Схемы теплоснабжения в поселках муниципального образования индивидуальные жилые дома имеют автономные источники теплоснабжения.

1.2. Источники тепловой энергии

Централизованное теплоснабжение Кузнечинского городского поселения осуществляется от двух котельных, эксплуатируемых ООО «Энерго-Ресурс». Ведомственная принадлежность источников теплоснабжения – муниципальная собственность.

Микрорайон Ровное подключен к котельной № 1 «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»), микрорайон КНИ подключен к котельной № 2 «КНИ» (п.г.т. Кузнечное).

Централизованные источники являются обособленными и не связаны между собой тепловыми сетями.

Котельные обеспечивают тепловые нагрузки отопления и ГВС жилых, административных и прочих потребителей микрорайона «Ровное» и микрорайона «КНИ».

Температурный график системы теплоснабжения поселения – 95/70 °С.

Теплоснабжение многоквартирных жилых домов ул. Привокзальная, 5 и 52 осуществляется от двух электрокотлов, расположенных в жилых домах. В подвалах жилых домов установлено по одному электрокотлу марки РУСНИТ 245М (ООО НПЦ завода «Красное знамя», г. Рязань) установленной тепловой мощностью 45 кВт.

1.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

Котельная № 1 «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»).

Котельная была введена в эксплуатацию в 1963 г.

Основное здание котельной – 1963 года постройки (инв. № 281), трехэтажное, кирпичное. Общая площадь по наружному обмеру (с учетом пристроек) – 1213,5 м², наружный объем – 7801 м³. В техническом паспорте основного здания (по состоянию на 09.08.2002 г., с изменениями на 04.08.2005 г.) указано наличие строительных

дефектов: трещины наружных и внутренних капитальных стен, трещины чердачных железобетонных перекрытий, разошедшиеся рамы оконных проемов и др.

В 2021 г. был произведен ремонт кровли и отмостки здания котельной. В здании произведена частичная замена старых окон на окна ПВХ.

В комплекс зданий котельной входят здания насосной, бойлерной и мазутной станции, технические паспорта данных зданий отсутствуют.

Топливо для котельной – мазут.

Суммарная установленная тепловая мощность котельной – 16,25 Гкал/ч (18,88 МВт). Котельная работает в течение отопительного периода и обеспечивает нагрузки отопления и хозяйственно-бытового горячего водоснабжения.

Технические характеристики основного и вспомогательного оборудования котельной № 1 «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное») приведены в таблицах 1.2 – 1.3.

Таблица 1.2 – Технические характеристики котлоагрегатов, установленных в котельной № 1 «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»)

Марка котла	ст. N	Год ввода	Производительность, Гкал/ч (т/ч)	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура пара, °С, на выходе из КА	Вид сжигаемого топлива	
						основное	резервное
ДЕ 6,5/14 ГМ рег. № 30412, зав. № 9003 (Бийский котельный завод)	№ 1	2009	4,06 (6,5)	120	128 ÷ 139	мазут	-
КЕ 6,5/14С рег. № 28695, зав. № 90909 (Щучинский котельно-механический завод)	№ 2	1991 – изг., 2000 – ввод в эксплуатацию	4,06 (6,5)	120	128 ÷ 139	мазут	-
Е-6,5-14ГМ (ДКВр 6,5-14ГМ) зав. № 2108 (ООО «ПМП «Континент»)	№ 3	2021 – монтаж	4,06 (6,5)	120	194	мазут	-
ДКВР 6,5/13ГМ рег. № 30911, зав. № 2013122 (ООО «Сибэнерго-тест»)	№ 4	2014	4,06 (6,5)	120	128 ÷ 139	мазут	-

В 2021 г. была произведена замена выработавшего свой технический ресурс котлоагрегата Е-10-1,4 ГМ (ДЕ-10/14) с установкой нового котлоагрегата ДКВР 6,5/13 (зав. № 2108). Котлоагрегат ДКВР 6,5/13 ст. № 4 оборудован двумя газомазутными горелками ГМГ-5. Котлоагрегаты ДЕ 6,5/14 ст. № 1 и КЕ 6,5/14 ст. № 2 оборудованы двумя газомазутными горелками ГМГ-4,5, котлоагрегат ДКВР 6,5/13 ст. № 3 (2021 г. установки) – двумя газомазутными горелками ГМГ-4.

Котлоагрегат ДЕ 6,5/14 ГМ рег. № 30412, зав. № 9003 (Бийский котельный завод) ст. № 1 оборудован вентилятором ВДН 9 и дымососом ДН 11,2.

Котлоагрегаты:

- КЕ 6,5/14С рег. № 28695, зав. № 90909 (Щучинский котельно-механический завод), ст. № 2

- Е-6,5-14ГМ (ДКВр 6,5-14ГМ) зав. № 2108 (ООО «ПМП «Континент»», ст. № 3

- ДКВР 6,5/13ГМ, рег. № 30911, зав. № 2013122 (ООО «Сибэнерготест»», ст. № 4 оборудованы вентиляторами ВДН 8 и дымососами ДН 10.

Технические характеристики вентиляторов и дымососов приведены в таблице 1.3.

Котлы вырабатывают пар с параметрами: $P = 1,3 \text{ МПа}$, $T = 194 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Приготовление сетевой воды осуществляется в пароводяных теплообменниках марки ПП-1-53-7-4 (ст. № 1, зав. № 91), ПП-1-53,9-0,7-4 (ООО «Сукремсталь», ст. № 2, зав. № 112); ПП-1-53,9-0,7-2 (ООО «СРФ «Сантехпрогресс», ст. № 3). Пароводяной теплообменник ПП-1-32-0,7-2 ст. № 4 (резервный) был установлен в 2021 г. Также в котельной установлено два пароводяных теплообменника «Funke» ТЭП 41-51-1ЕМ (2 ед.) (находятся в нерабочем состоянии).

Таблица 1.3 – Технические характеристики вспомогательного оборудования, установленного в котельной № 1 «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»)

№	Наименование оборудования, тип, марка, регистрационный номер, заводской	Мощность двигателя, кВт	Число оборотов электродвигателя, об./мин	Производительность, м³	Напор, давление, м в. ст	Марка двигателя	Год установки
1	Экономайзер ЭБ2- 236П котлоагрегата ст. № 1, зав. № 1732	-	-	236 м²	15 – 24 кгс/см²	-	2017
2	Экономайзер ЭП-330 системы ВТ4 котлоагрегата ст. № 2, рег. № 20293	-	-	330 м²	до 24 кгс/см²	-	1991 – изг., 2000 – ввод в эксплуатацию
3	Экономайзер ЭБ2- 236 котлоагрегата ст. № 3, зав. № 21119	-	-	236 м²	15 – 24 кгс/см²	-	2021
4	Экономайзер ЭБ2- 236П котлоагрегата ст. № 4, зав. № 13507, рег. № 30911	-	-	236 м²	15 – 24 кгс/см²	-	2014 – установка, 2013 – изготовление
5	Вентилятор ВДН 9 № 1 правое вращение, зав. № 91008	15	1000	10,2 х 10³ м³/час	219 Па	A4160S6	2009
6	Вентилятор ВДН 8 № 2 правое вращение	15	1500	10,2 х 10³ м³/час	219 Па	A4160S6	1963
7	Вентилятор ВДН 8 № 3 правое вращение, зав. № 2180	15	1500	10,46 х 10³ м³/час	223 Па	АИР160S4У3	2021
8	Вентилятор ВДН 8 № 4 правое вращение	15	1500	10,2 х 10³ м³/час	221 Па	АИР160S6У2	2014
9	Дымосос ДН 11,2 № 1 правое вращение, зав. № 9407	11	1000	13,6 х 10³ м³/час	990 Па	200L4	2012
10	Дымосос ДН 10 № 2 правое вращение	11	1000	13,6 х 10³ м³/час	990 Па	A4180M4	1963
11	Дымосос ДН 10 № 3 левое вращение, зав. № 2179	11	1000	13,6 х 10³ м³/час	990 Па	АИР160S6У1	2021
12	Дымосос ДН 10 № 4 левое вращение, зав. № 115	11	1000	13,6 х 10³ м³/час	990 Па	АИР160S8У1	2014 (2010 – изг.)
13	Сетевой насос Д 320-50 № 1, зав. № 8П1	75	1500	320 м³/час	50 м вод. ст.	4АМ 200S4	2014 (2013 – изг.)
14	Сетевой насос Д 320-50 № 2, зав. № 4Т18	75	1500	320 м³/час	50 м вод. ст.	4АМ 200S4	2016
15	Подпиточный насос № 1 КМ 100-65-200СД	30	3000	100 м³/час	50 м вод. ст.	5АИ180М2У2	2018
16	Подпиточный насос № 2 КМ 100-65-200СД	30	3000	100 м³/час	50 м вод. ст.	5АИ180М2У2	2018
17	Питательный насос ЦНСГ 38/176 № 1	30	3000	38 м³/час	176	5АИ 180М2У2	1998, отключен
18	Питательный насос ЦНСГ 38/176 № 2, зав. № 66	30	3000	38 м³/час	176	5АИ 180М2У2	2007
19	Питательный насос ЦНС(Г) 38/176 № 3	30	2950	38 м³/час	176	5АИ 180М2У2	2018
20	Насос ГВС № 1 1К 100-65-250а	37	2920	80 м³/час	70	АИР200М2	2017
21	Насос ГВС № 2 К 100-65-250А	30	2900	90 м³/час	67	4АМ250	2007 (по году на шильде эл/двигателя)

Продолжение таблицы 1.3.

№	Наименование оборудования, тип, марка, регистрационный номер, заводской	Мощность двигателя, кВт	Число оборотов электродвигателя, об./мин	Производительность, м³	Напор, давление, м в. ст	Марка двигателя	Год установки
22	Мазутный насос НШ100А-3 № 1, 2, 4	66,4	32 об./с	173,4 л/мин.	16 – 21 МПа	н/д	2018 – 2020
23	Мазутный насос НШ100М-3 № 3	66,4	40 об./с	173,4 л/мин.	16 – 20 МПа	н/д	
24	Мазутный насос Ш80-2,5-37,5/2,5 (нулевая отметка) (2 ед.)	11	1000	37,5 м³/час	2,5 кгс/см²	4АМ112М2	2005
25	Подогреватель мазута ПМ 25-6 (4 ед.) (зав. № 4475, б/н, 522, б/н)	-	-	6 т/час	-	-	1972
26	Подогреватель мазута ПМБ 20-10-10 (нулевая отметка) (2 ед.)	-	-	6 т/час	-	-	2005
27	Теплообменник сетевой ПП-1-53-7-4 № 1, зав. № 91	-	-	53 м²	0,7 МПа (корпус, пар)/ 1,6 МПа (трубное пространство, вода)	-	2011
28	Теплообменник сетевой ПП-1-53,9-0,7-4 № 2, зав. № 112 (ООО «Сукремсталь»)	-	-	53,9 м²	0,7 МПа (корпус, пар)/ 1,6 МПа (трубное пространство, вода)	-	2013
29	Теплообменник сетевой ПП-1-53,9-0,7-2 № 3, (ООО «СРФ «Сантехпрогресс»)	-	-	53,9 м²	0,7 МПа (корпус, пар)/ 1,6 МПа (трубное пространство, вода)	-	2019 – изготовление, 2020 – установка
30	Теплообменник сетевой ПП-1-32-0,7-4 № 4	-	-	32 м²	0,7 МПа (корпус, пар)/ 1,6 МПа (трубное пространство, вода)	-	2021
31	Теплообменник пароводяной Funke ТЭП 41-51-1ЕМ (2 ед.) (в нерабочем состоянии)	-	-	32,9 м²	-	-	2008
32	Теплообменник пластинчатый ГВС 6С-26	-	-	-	5 МПа/7 МПа (рабочее давление); 173/173 °С (рабочая температура). Объем внутренний 12 л/13 л	-	2009
33	Теплообменник пластинчатый ГВС ТЭП 37-45-1-1-EN («Funke»)	-	-	Объем 12,87 л/22,3 л	10 бар/160 °С	-	2007
34	Теплообменник подогрева исходной воды (марка неизвестна, шильдика нет, паспорт отсутствует)	-	-	-	нет данных	-	2017 (сведения персонала)
35	Теплообменник подогрева химочищенной воды ПВВ 20-40	-	-	-	40 т/ч, 0,6 МПа	-	2019
36	Умягчительная колонка SF-3672Х 3 ед. D = 32"	-	-	Q _{ном} = 39 м³/ч	-	-	2007
37	Бак-аккумулятор химочищенной воды	-	-	-	V = 100 м³	-	2021

Продолжение таблицы 1.3.

№	Наименование оборудования, тип, марка, регистрационный номер, заводской	Мощность двигателя, кВт	Число оборотов электродвигателя, об./мин	Производи-тельность, м³	Напор, давление, м в. ст	Марка двигателя	Год установки
38	Труба дымовая кирпичная	-	-	Ø 1600, Н = 30 м	-	-	1963
39	Фильтр мазутный грубой очистки ФМ 25-30-65 (4 ед.)		-	30 т/час $F_{\phi} = 0,315 \text{ м}^2$	2,5 МПа до 200 °С	-	2004 (изготовлен ие), 2008 – установка
40	Фильтр мазутный тонкой очистки ФМ 25-30-240 (4 ед.)		-	30 т/час $F_{\phi} = 0,315 \text{ м}^2$	2,5 МПа до 200 °С	-	1974
41	Деаэратор КДА 50 (ООО «ПК «Boiler») (зав. № 7036)	-	-	50 т/час, $t = 104,25 \text{ °С}$ $P_{\text{изб.}} = 0,02 \text{ МПа}$	-	-	2021
42	Деаэратор 35 м³ инв. № 316 (не в работе)	-	-	35 т/час	-	-	2001
43	Мазутная емкость приемная № 0	-	-	180 м³	-	-	2008 (паспорт)
44	Мазутная емкость РВС-400 (в работе)	-	-	400 м³	-	-	1972
45	Мазутная емкость РВС-200 (не работает)			200 м³			1972
46	Мазутная емкость РГС 100 № 2	-	-	100 м³	-	-	2008 (паспорт)
47	Мазутная емкость РГС 100 № 3	-	-	100 м³	-	-	2008 (паспорт)
48	Насос конденсатный К 20/30 (2 ед.)	4,0	2880	20 м³/ч	30 м вод. ст.	4АМ 100 2У1	2022

Приготовление горячей воды на нужды хозяйственно-бытового горячего водоснабжения осуществляется в пластинчатых пароводяных теплообменниках: 6С-26; ТЭП 37-45-1-1-EN («Funke»).

Оборудование химводоподготовки: умягчительные колонки марки SF-3672X (3 ед.), теплообменник подогрева химочищенной воды ПВВ 20-40, деаэратор КДА 50 (ООО «ПК «Boiler»).

Существующий деаэратор $V = 35 \text{ м}^3$ не эксплуатируется ввиду физического износа. Подпитка химочищенной водой котлового контура и тепловой сети осуществляется из деаэрата КДА-50.

Параметры исходной и умягченной воды:

- общая и карбонатная жесткость:

- исходная вода: карбонатная жесткость – 26 мг/дм^3 , общая жесткость – $700 - 850 \text{ экв/л}$;

- умягченная вода: $0,02-0,05 \text{ мг-экв/л}$;

- концентрация растворенного кислорода:

- исходная вода – $90 \div 120 \text{ мг/л}$;

- деаэрированная вода – $5 \div 10 \text{ мг/л}$.

В котельной установлен один бак-аккумулятор для создания запаса химочищенной воды ($V = 100 \text{ м}^3$).

Мазут доставляется на склад автотранспортом. Поступающий мазут в цистернах при сливе разогревается «острым» водяным паром, затем сливается в заглубленную приемную емкость объемом $V = 180 \text{ м}^3$.

Для приема и хранения мазута используются: заглубленная приемная емкость № 0 объемом 180 м^3 ; мазутная емкость РВС-400 (в работе) и РВС-200 (в резерве); два горизонтальных мазутных резервуара РГС-100.

Для подогрева мазута используются теплообменники-подогреватели мазута ПМ 25-6 (4 ед.), ПМБ 20-10-10 (2 ед.) (нулевая отметка). Циркуляция мазута обеспечивается мазутными насосами НШ100А-3, НШ100М-3 № 1, 2, 3, 4; Ш80-2,5-37,5/2,5 (нулевая отметка) (2 ед.). Технические характеристики оборудования мазутного хозяйства приведены в таблице 1.3.

Характеристика насосного оборудования котельной приведена в таблице 1.3.

Дымовая труба – кирпичная, высота – 30 м, диаметр устья – 1,6 м. Год монтажа – 1963

Приборы учета выработки/отпуска тепловой энергии котельной отсутствуют.

Учет расхода холодной (исходной) воды осуществляется прибором учета ВЗЛЕТ-540ФВ, № 1927220. Дата установки – 24.01.2020 г.

Учет расхода электроэнергии на собственные нужды котельной осуществляется электросчетчиком НЕВА МТ314 0,5 AR E4SR25 5 (10), № 54002537.

По результатам текущих измерений параметров, характеризующих режимы работы оборудования, в суточных ведомостях сменного/оперативного журналов учета котельной фиксируется следующая информация:

- основное оборудование (котлоагрегаты), находящееся в работе;
- температуры прямой и обратной сетевой воды;
- температуры воды, подаваемой в сети ГВС;
- давление прямой и обратной сетевой воды, подаваемой в сеть и возвращаемой в котельную;
- давление воды, подаваемой на ГВС в сеть;
- давление пара в котлоагрегатах;
- температура воды до и после экономайзера;
- температура отходящих газов;
- температура воздуха после вентилятора и подаваемого на форсунки горелок;
- давление и температура мазута;
- температура наружного воздуха.

Характеристики мощности котельной № 1 «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное») приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Характеристики мощности котельной № 1 «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»)

Наименование	Единица измерения	Показатель
Теплоснабжающая организация	-	ООО «Энерго-Ресурс»
Наименование источника	-	Котельная № 1 «Ровное»
Адрес источника	-	188761, Ленинградская обл., Приозерский район, п. г. т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»
Вид топлива	-	-
основное	т	мазут
резервное	т	-
Установленная мощность		16,25
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	16,25
в т.ч. в паре	т/ч	-
Располагаемая мощность		14,2
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	14,2
в т.ч. в паре	т/ч	-
Аварийный резерв	Гкал/ч	-
Резерв по договорам на поддержание резервной мощности	Гкал/ч	-
Подключенная (договорная) нагрузка (суммарно)	Гкал/ч	9,161
в т.ч. по горячей воде	-	9,161
Отопление	Гкал/ч	7,077
Вентиляция	Гкал/ч	-
Горячее водоснабжение	Гкал/ч	2,084
Собственные нужды источника	Гкал/ч	11,4 % от выработки

Котельная № 2 «КНИ» (п.г.т. Кузнечное).

Котельная была введена в эксплуатацию в 1955 г.

Здание котельной – 1955 года постройки (инв. № 272), одно-двухэтажное, кирпичное. Общая площадь по наружному обмеру – 805,7 м², наружный объем – 5759 м³. В техническом паспорте здания (по состоянию на 20.07.1999 г. с изменениями на 01.11.2004 г.) указано наличие строительных дефектов: мелкие трещины наружных и внутренних капитальных стен, неудовлетворительное состояние чердачных железобетонных перекрытий, неудовлетворительное состояние кровли, оконных проемов, полов и др.

В 2014 г. производился ремонт кровли, затем в 2021 г. был произведен ремонт кровли и отмостки здания котельной. В здании произведена частичная замена старых окон на окна ПВХ.

Топливо для котельной – мазут. Резерв топлива отсутствует.

Суммарная установленная тепловая мощность котельной – 8,13 Гкал/ч (9,45 МВт). Котельная работает в течение отопительного периода и обеспечивает нагрузки отопления и хозяйственно-бытового горячего водоснабжения.

Технические характеристики основного и вспомогательного оборудования котельной № 2 «КНИ» (п.г.т. Кузнечное) приведены в таблицах 1.5 – 1.6.

Таблица 1.5 – Технические характеристики котлоагрегатов, установленных в котельной № 2 «КНИ» (п.г.т. Кузнечное)

Марка котла	ст. N	Год ввода	Производительность, Гкал/ч (т/ч)	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура пара, °С, на выходе из КА	Вид сжигаемого топлива	
						основное	резервное
Е-4-1,3ГМ (ДКВР 4/13ГМ) рег. № 28677, зав. № 11315 (Бийский котельный завод) F _{нагр. конт.} = 99 м ² ; F _{нагр. рад.} = 21 м ²	№ 1	2001	2,50 (4)	128 – 139	154	мазут	-
LAVART 2,5 SV-159/6 (ЗАО «Омский завод инновационных технологий»), зав. № 1089, F _{нагр.} = 58,83 м ² оборудован горелкой SAACKE SKVJ25	№ 2	2020 – монтаж	1,56 (2,5)	128 – 139	154	мазут	-
ДКВР 6,5/13 (ООО «Роскомплект», г. Бийск) рег. № 30770 зав. № 2012135	№ 3	2013	4,06 (6,5)	128 – 139	154	мазут	-

В 2020 г. была произведена замена выработавшего свой технический ресурс котлоагрегата ДКВР 4/13 ст. № 2 с установкой нового энергосберегающего газоплотного напольного стального котлоагрегата LAVART 2.5SV 159/6 M100.

Котлоагрегат ДКВР 6,5/13 ст. № 1 оборудован двумя газомазутными горелками ГМГ-4, котлоагрегат ДКВР 4/13 ст. № 3 – двумя газомазутными горелками ГМГ-2.

Котлоагрегат ДКВР 6,5/13 ст. № 1 также оборудован вентилятором ВД-6 и дымососом ДН-10, котлоагрегат ДКВР 4/13 ст. № 3 – вентилятором ВДН-10 и дымососом ДН-10 (технические характеристики приведены в таблице 1.5).

Вентилятор нового жаротрубного котлоагрегата LAVART 2.5SV 159/6 M100 встроен в горелку, дымосос отсутствует (котлоагрегат работает под наддувом).

Котлы вырабатывают пар с параметрами:

- котлоагрегаты ДКВР-4/13 (ст. № 1), ДКВР-6,5/13 (ст. № 3) – $P = 1,3$ МПа, $T = 194$ °С;

- котлоагрегат LAVART 2,5 SV-159/6 (ст. № 2) – $P = 0,6$ МПа, $T = 159$ °С.

Оборудование химводоподготовки: 3 натрий-катионитовых фильтра ФиПА I-0.7-0.6 На D 700 мм, солерастворитель С-0,5-0,1 D_н 720 мм, деаэратор ДА-25 (производительность – 25 т/ч).

Параметры исходной и умягченной воды:

- общая и карбонатная жесткость:

- исходная вода: карбонатная жесткость – 26 мг/дм³, общая жесткость – 700 – 850 экв/л;

- умягченная вода: 0,02-0,05 мг-экв/л;

- концентрация растворенного кислорода:

- исходная вода – 90 ÷ 120 мг/л;

- деаэрированная вода – 5 ÷ 10 мг/л.

Подпитка котлового контура осуществляется химочищенной водой из деаэратора.

В котельной установлен один бак-аккумулятор для создания запаса подпиточной воды ($V = 50$ м³). Подпитка тепловой сети осуществляется из бака-аккумулятора.

Мазут доставляется на склад автотранспортом. Для приема и хранения мазута установлено четыре резервуара:

- приемный резервуар объемом $V = 100$ м³ (год установки – 1983);

- два резервуара РВС 200 № 1, № 3, объем каждого $V = 200$ м³ (год установки – 1992);

- один резервуар РВС 400 № 2 объемом $V = 400$ м³ (год установки – 1992).

Для подогрева мазута используются теплообменники-подогреватели мазута ПМБ 25-6 (2 ед.). Циркуляция мазута обеспечивается мазутными насосами НШ-100А (3 ед.), 3В-4/25 (2 ед.), 12НА-22-6 (2 ед.).

Технические характеристики оборудования мазутного хозяйства приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Технические характеристики вспомогательного оборудования, установленного в котельной № 2 «КНИ» (п.г.т. Кузнечное)

№	Наименование оборудования, тип, марка, регистрационный номер, заводской	Марка двигателя	Мощность двигателя, кВт	Число оборотов электродвигателя, об./мин	Производительность, м³	Год установки
1.	Экономайзер парового котлоагрегата ст. № 1 ЭП2-142 ($F_{то} = 142 \text{ м}^2$) зав. № 4689, рег. № 28677	-	-	-	-	1976
2.	Экономайзер парового котлоагрегата ст. № 3 ЭБ-2-142 ($F_{то} = 142 \text{ м}^2$), зав. № 21119 ($P_{раб.} = 2,4 \text{ МПа}$)	-	-	-	-	2021
3.	Дымосос ДН-10 парового котлоагрегата ст. № 1 ДКВР 4/13 правое вращение	АИР160S6	11,0	970	нет данных	1976, (сведения персонала), электродвигатель был заменен, год замены 2010)
4.	Дымосос ДН-10 парового котлоагрегата ст. № 3 ДКВР 6,5/13 левое вращение (в наличии паспорт), зав. № 31182	5А-160М-6У3	15,0	970	$13,1 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$	1983, 2004 –замена электродвигателя
5.	Вентилятор парового котлоагрегата ст. № 1 ВД-6, правое вращение	АО2-41-4	5,5	1470	-	1976 (сведения персонала), замена электродвигателя - 2010
6.	Вентилятор парового котлоагрегата ст. № 3 ВДН-10	5А-160М-6У3	15	970	$13,1 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$	1983, электродвигатель – был заменен
7.	Питательный насос ЦНСГ 13/140 № 1 ($13 \text{ м}^3/\text{час}$; $H = 140 \text{ м}$)	5А 160 S2 У3	15	2920	$13 \text{ м}^3/\text{ч}$	2007 – год установки на шильде электродвигателя
8.	Питательный насос ЦНСГ 38/220 № 2 ($38 \text{ м}^3/\text{час}$; $H = 220 \text{ м}$)	4АМЧ 160 S2 У2	30	3000	$38 \text{ м}^3/\text{ч}$	2006 – год установки на шильде электродвигателя
9.	Питательный насос ЦНСГ 38/220 № 3 ($38 \text{ м}^3/\text{час}$; $H = 220 \text{ м}$) (резерв)	нет данных	30	2940	$38 \text{ м}^3/\text{ч}$	1977
10.	Питательные насосы (котлоагрегат LAVART 2,5 SV-159/6, ст. № 2) Grundfos CR5-13A-A-A-E-HQQE (2 ед.) ($H = 1,26 \text{ МПа}$)	-	-	-	$6,9 \text{ м}^3/\text{ч}$	2021
11.	Насос питательный паровой ПДВ 16/20, зав. № 3949 (аварийный) (давление нагнетания – 20 кгс/см^2)	-	-	-	$16 \text{ м}^3/\text{ч}$	1972

Продолжение таблицы 1.6.

№	Наименование оборудования, тип, марка, регистрационный номер, заводской	Марка двигателя	Мощность двигателя, кВт	Число оборотов электродвигателя, об./мин	Производительность, м³	Год установки
12.	Сетевой насос Д 200-36 № 1 поселок (Q = 200 м³/ч, Н = 36 м), зав. № 1006	4AM250 Y2	30	1450	200 м³/ч	1980 – год производства насоса
13.	Сетевой насос Д 320-50 № 2 поселок (Q = 320 м³/ч, Н = 50 м)	4AM 250 S4 220/380	75	1470	320 м³/ч	1980 – принято по году установки насоса № 1
14.	Сетевой насос Д-320-50 № 3 (Q = 320 м³/ч, Н = 50 м)	5AM 250-4 220/380B	75	1470	320 м³/ч	2001 – год установки на шильде электродвигателя
15.	Подпиточный насос К-20/30 № 1, № 2	4AM 100 2Y1	4	2880	20 м³/ч	2007
16.	Насос собственных нужд 1К-20/30 № 1 (20 м³/час; Н = 30 м)	4AM 100 2Y1	4	2880	20 м³/ч	2007
17.	Насос собственных нужд 1К-20/30 № 2 (20 м³/час; Н = 30 м)	4AM 100 2Y1	4	2880	20 м³/ч	2007
18.	Конденсатный насос 1К-20/30 № 1 (20 м³/час; Н = 30 м) (подача конденсата в деаэрактор)	4AM 100 2Y1	4	2880	20 м³/ч	2019
19.	Конденсатный насос 1К-20/30 № 2 (20 м³/час; Н = 30 м) (подача конденсата в деаэрактор)	5AI100S2Y2	4	2880	20 м³/ч	2019
20.	Насос конденсатный (подача в аварийную емкость) 1К-20/30 (20 м³/час; Н = 30 м)	-	4	2880	20 м³/ч	2020
21.	Насос топливный 3В-4/25 (4 м³/час; Н = 250м, 25 кг/см²) (2 ед.)	4A112M-2Y3	7,5	3000	4 м³/ч	2011
22.	Насос топливный НШ100А-3	нет данных	66,4	-	173,4 л/мин.	2018
23.	Насос топливный НШ100А-3	нет данных	66,4	-	173,4 л/мин.	2018
24.	Насос топливный НШ100А-3	нет данных	66,4	-	173,4 л/мин.	2018
25.	Мазутный насос погружной перекачивающий 12НА-22-6 (150 м³/час; Н = 54 м) зав. № 101	нет данных	29,4	1470	150 м³/ч	1988
26.	Мазутный насос погружной перекачивающий 12НА-22-6 (150 м³/час; Н = 54 м) зав. № 9288	нет данных	29,4	1470	150 м³/ч	1988
27.	Деаэрактор ДА-25	-	-	-	25 т/ч	2017 (сведения персонала)
28.	Подогреватель мазута паровой ПМ 25-6 (2 ед.) (пар/мазут – Р = 13/25 кгс/см²; 90/250 °С)	-	-	-	6 т/ч	1976
29.	Солерастворитель С-0,5-0,1 D _н 720 мм, зав. № 934	-	-	-	0,5 м³, 0,6 МПа	2019

Продолжение таблицы 1.6.

№	Наименование оборудования, тип, марка, регистрационный номер, заводской	Марка двигателя	Мощность двигателя, кВт	Обороты об./мин	Производительность, м ³	Год установки
30.	На-катионитовые фильтры ФиПА I-0.7-0.6Na (3 ед.)	-	-	-	0,6 МПа, 90 °С 12 т/ч	2021, 2020, 1974
31.	Подогреватель исходной воды ПП2-63-0,2-2, зав. № 004 (ООО СРФ «Сантехпрогресс»)	-	-	-	1,2 МПа (корпус)/ 1,0 МПа (трубное пространство) Температура пара – до 250 °С	2018
32.	Подогреватель сетевой воды пароводяной ПП-1-53-7-4 (2 ед.)	-	-	-	0,7 МПа (корпус, пар)/ 1,6 МПа (трубное пространство, вода)	2013 (год установки, б/у оборудование, год изготовления неизвестен)
33.	Водоводяной подогреватель ПВВ 20-40 (1 ед.), ООО «НЭТО»	-	-	-	40 т/ч, 0,6 МПа	2019
34.	Пароводяной подогреватель системы хозяйственно-бытового горячего водоснабжения (марка неизвестна) (2 ед.) (резервное оборудование, не эксплуатируется)	-	-	-	10 бар/160 °С	1982 (сведения персонала)
35.	Теплообменник-охладитель непрерывной продувки ЗН-279-67	-	-	-	F = 0,54 м ² ; 6 кгс/см ² /100 °С	1976 (сведения персонала)
36.	Бак-аккумулятор подпиточной воды (V = 50 м ³)	-	-	-	V = 50 м ³	2021
37.	Фильтр грубой очистки ФМ 25-30-5 (2 ед.) («Красный котельщик») (зав. № 1913, б/н)	-	-	-	25 кгс/см ² , 60 °С	1973
38.	Фильтр тонкой очистки ФМ 25-30-40 (3 ед.) («Красный котельщик») (зав. № 1222, 1295, 1299)	-	-	-	30 т/час, 25 °С, 60 кгс/см ²	1974, 1971, 1971
39.	Мазутная емкость приемная	-	-	-	100 м ³	1983
40.	Мазутная емкость РВС 200	-	-	-	200 м ³	1992
41.	Мазутная емкость РВС 400	-	-	-	400 м ³	1992
42.	Мазутная емкость РВС 200	-	-	-	200 м ³	1992
43.	Труба дымовая кирпичная	-	-	-	Н-30 м, D =1200 мм	1983

В котельной установлено следующее теплообменное оборудование:

- подогреватель сетевой воды пароводяной ПП-1-53-7-4 (2 ед.);
- пароводяной подогреватель химочищенной воды ПВВ 20-40 (ООО «НЭТО»);
- подогреватель исходной воды ПП2-63-0,2-2.
- подогреватели хозяйственно-бытового горячего водоснабжения (исключено из схемы котельной, не эксплуатируется) (2 ед.).

Характеристика теплообменного и насосного оборудования котельной приведена в таблице 1.6.

Дымовая труба – кирпичная, высота – 30 м, диаметр устья – 1,2 м. Год монтажа – 1983.

Приборы учета выработки/отпуска тепловой энергии котельной отсутствуют.

Учет расхода холодной (холодной) воды осуществляется прибором учета АРАТОР Powogaz, № 11622706.

Учет расхода электроэнергии на собственные нужды котельной осуществляется электросчетчиком марки Меркурий 230 ART2-03, № 09259279.

По результатам текущих измерений параметров, характеризующих режимы работы оборудования, в суточных ведомостях сменного/оперативного журналов учета котельной фиксируется следующая информация:

- оборудование (котлоагрегаты), находящееся в работе;
- температуры прямой и обратной сетевой воды;
- температуры воды, подаваемой в сети ГВС;
- давление прямой и обратной сетевой воды, подаваемой в сеть и возвращаемой в котельную;
- давление воды, подаваемой на ГВС в сеть;
- давление пара в котлоагрегатах;
- температура воды до и после экономайзера;
- температура отходящих газов;
- температура воздуха после вентилятора и подаваемого на форсунки горелок;
- давление и температура мазута;
- температура наружного воздуха.

Характеристики мощности котельной № 2 «КНИ» (п.г.т. Кузнечное) приведены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Характеристики мощности котельной № 2 «КНИ» (п.г.т. Кузнечное)

Наименование	Единица измерения	Показатель
Теплоснабжающая организация	-	ООО «Энерго-Ресурс»
Наименование источника	-	Котельная № 2 «КНИ»
Адрес источника	-	188761, Ленинградская обл, Приозерский район, п.г.т. Кузнечное
Вид топлива	-	-
основное	т	Мазут
резервное	т	-
Установленная мощность	-	8,13
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	8,13
в т.ч. в паре	т/ч	-
Располагаемая мощность	-	7,15
в т.ч. в горячей воде	Гкал/ч	-
в т.ч. в паре	т/ч	-
Резервная тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/ч	4,457
Аварийный резерв	Гкал/ч	-
Резерв по договорам на поддержание резервной мощности	Гкал/ч	-
Подключенная (договорная) нагрузка (суммарно)	Гкал/ч	2,693
в т.ч. по горячей воде	-	2,693
- отопление	Гкал/ч	2,181
- вентиляция	Гкал/ч	-
- горячее водоснабжение	Гкал/ч	0,512
- технологические нужды	Гкал/ч	-
в т.ч. по пару	-	-
Собственные нужды источника	Гкал/ч	11,4 % от выработки
Хозяйственные нужды источника	Гкал/ч	-

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

В таблице 1.8 приведена установленная тепловая мощность источников тепловой энергии ГП Кузнечное.

Теплофикационное оборудование котельных – теплообменное и насосное оборудование.

Таблица 1.8 Установленная тепловая мощность источников тепловой энергии ГП Кузнечное

Источник тепловой энергии	Основное оборудование источника тепловой энергии			
	Тип (марка)	Производительность, Гкал/ч (паропроизводительность, т/ч)	Количество, шт.	Тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч
Актуализированная информация				
Котельная № 1 «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»)	ДЕ 6,5/14 ГМ ст. № 1, рег. № 30412, зав. № 9003 (Бийский котельный завод)	4,06 (6,5)	1	16,25
	КЕ 6,5/14С ст. № 2, рег. № 28695, зав. № 90909 (ПО «Бийскэнергокомплект»)	4,06 (6,5)	1	
	ДКВР 6,5/13 ст. № 3, зав. № 2108 (ООО «Сибэнерготест»)	4,06 (6,5)	1	
	ДКВР 6,5/13ГМ ст. № 4, рег. № 30911, зав. № 2013122 (ООО «Сибэнерготест»)	4,06 (6,5)	1	
Котельная № 2 «КНИ»	ДКВР 4/13 ст. № 1, рег. № 28677, зав. № 11315 (Бийский котельный завод)	2,50 (4)	1	8,13
	LAVART 2,5 SV-159/6 (ЗАО «Омский завод инновационных технологий») ст. № 2	1,56 (2,5)	1	
	ДКВР 6,5/13 ст. № 3, рег. № 30770 зав. № 2012135 (ООО «Роскомплект», г. Бийск)	4,06 (6,5)	1	

В котельной № 1 «Ровное» (п. г. т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное») установлено следующее теплообменное и насосное оборудование:

- экономайзер парового котла ДЕ 6,5/14 ГМ ст. № 1 марки ЭБ 2-236П, зав. № 1732, $F = 236 \text{ м}^2$, год установки – 2017;

- экономайзер парового котла КЕ 6,5/14С ст. № 2 марки ЭП-330 системы ВТ4, зав. № 20293, $F = 330 \text{ м}^2$, год изготовления – 1991, год установки – 2000;

- экономайзер парового котла ДКВР 6,5/13 ст. № 3 марки ЭБ2-236 (ООО «ПК «Восток»), зав. № 21119, $F = 236 \text{ м}^2$, год установки – 2021;

- экономайзер парового котла ДКВР 6,5/13ГМ ст. № 4 марки ЭБ 2-236П, зав. № 13507, рег. № 30911, $F = 236 \text{ м}^2$, год установки – 2014 (год изготовления – 2013);

- насос сетевой Д 320-50 ст. № 1, зав. № 8П1 – производительность $Q = 320 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор 50 м вод. ст., электродвигатель марки 4АМ200S4, установленная мощность электродвигателя $N = 75 \text{ кВт}$, число оборотов электродвигателя – $n = 1500 \text{ об./мин.}$, год установки – 2014 (год изготовления – 2013);

- насос сетевой Д 320-50 ст. № 2, зав. № 4Т18 – производительность $Q = 320 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор 50 м вод. ст., электродвигатель марки 4АМ200S4, установленная мощность

электродвигателя $N = 75$ кВт, число оборотов электродвигателя – $n = 1500$ об./мин., год установки – 2016;

- насос питательный ЦНСГ 38/176 ст. № 1 – производительность $Q = 38$ м³/ч, напор – 176 м вод. ст., электродвигатель марки 5АИ180М2У2, установленная мощность электродвигателя $N = 30$ кВт, число оборотов электродвигателя – $n = 3000$ об./мин., год установки – 1998 (в настоящее время отключен);

- насос питательный ЦНСГ 38/176 ст. № 2, зав. № 66 – производительность $Q = 38$ м³/ч, напор – 176 м вод. ст., электродвигатель марки 5АИ180М2У2, установленная мощность электродвигателя $N = 30$ кВт, число оборотов электродвигателя – $n = 3000$ об./мин., год установки – 2007;

- насос питательный ЦНС(Г) 38/176 ст. № 3 – производительность $Q = 38$ м³/ч, напор – 176 м вод. ст., электродвигатель марки 5АИ180М2У2, установленная мощность электродвигателя $N = 30$ кВт, число оборотов электродвигателя – $n = 2950$ об./мин., год установки – 2018;

- насос горячего водоснабжения 1К 100-65-250а № 1 – производительность $Q = 80$ м³/ч, напор – 70 м вод. ст., электродвигатель марки АИР200М2, установленная мощность электродвигателя $N = 37$ кВт, число оборотов электродвигателя – $n = 2920$ об./мин., год установки – 2017;

- насос горячего водоснабжения К 100-65-250а № 2 – производительность $Q = 90$ м³/ч, напор – 67 м вод. ст., электродвигатель марки АИР200М2, установленная мощность электродвигателя $N = 30$ кВт, число оборотов электродвигателя – $n = 2900$ об./мин., год установки – 2007 (по году на шильде электродвигателя);

- насос подпиточный КМ 100-65-200СД ст. № 1, ст. № 2 – производительность $Q = 100$ м³/ч, напор – 50 м вод. ст., электродвигатель марки 5АИ180М2У2, установленная мощность электродвигателя $N = 30$ кВт, число оборотов электродвигателя – $n = 3000$ об./мин., год установки – 2018;

- насос конденсатный К-20/30 ст. № 1, 2 – подача $Q = 20$ м³/час; напор $H = 30$ м вод. ст., электродвигатель марки 4АМ1002У1, установленная мощность электродвигателя $N = 4$ кВт, число оборотов электродвигателя – $n = 2880$ об./мин., год установки – 2022;

- теплообменник сетевой марки ПП-1-53-7-4 ст. № 1, зав. № 91 – $F = 53$ м²; рабочее давление 0,7 МПа (корпус, пар)/1,6 МПа (трубное пространство, вода); год установки – 2011;

- теплообменник сетевой ПП-1-53,9-0,7-4 ст. № 2, зав. № 112 (ООО «Сукремсталь») – $F = 53,9$ м²; рабочее давление 0,7 МПа (корпус, пар)/1,6 МПа (трубное пространство, вода); год установки – 2013;

- теплообменник сетевой ПП-1-53,9-0,7-2 ст. № 3 (ООО «СРФ «Сантехпрогресс», ст. № 3) – $F = 53,9$ м²; рабочее давление 0,7 МПа (корпус, пар)/1,6 МПа (трубное пространство, вода); год изготовления – 2019 (год установки – 2020);

- теплообменник сетевой ПП-1-32-0,7-2 ст. № 4 (резервный) – $F = 32 \text{ м}^2$; рабочее давление – 0,7 МПа (корпус, пар)/1,6 МПа (трубное пространство, вода); год установки – 2021;
 - теплообменник сетевой пароводяной ТЭП 41-51-1ЕМ «Funke» (2 ед.) (в нерабочем состоянии), год установки – 2008;
 - теплообменник пластинчатый ГВС 6С-26 – рабочее давление – 5 МПа/7 МПа; рабочая температура – 173 °С; внутренний объем – 12 л/13 л, год установки – 2009;
 - теплообменник пластинчатый ГВС ТЭП 37-45-1-1-EN («Funke») – рабочие параметры: 10 бар/160 °С, объем – 12,87 л/22,3 л, год установки – 2007;
 - теплообменник подогрева исходной воды (марка неизвестна, шильдика нет, паспорт отсутствует), год установки – 2017 (сведения персонала);
 - теплообменник подогрева химочищенной воды марки ПВВ 20-40 – производительность – 40 т/ч, рабочее давление – 0,6 МПа, год установки – 2019;
 - теплообменник-подогреватель мазута марки ПМ 25-6 (4 ед.) (зав. № 4475, б/н, 522, б/н) – производительность по мазуту – 6 т/ч; рабочее давление (пар/мазут) – 13/25 кгс/см²; рабочая температура (пар/мазут) – 90/250 °С; год установки – 1972;
 - теплообменник-подогреватель мазута марки ПМБ 20-10-10 (нулевая отметка) (2 ед.) – производительность по мазуту – 6 т/ч; год установки – 2005;
 - деаэратор КДА-50 (ООО «ПК «Boiler») (зав. № 7036) – производительность – 50 т/ч, рабочие параметры: $t = 104,25 \text{ °С}$, $P_{\text{изб.}} = 0,02 \text{ МПа}$, год установки – 2021;
 - деаэратор, инв. № 316 – $V = 35 \text{ м}^3$, год установки – 2001 (в нерабочем состоянии).
- В котельной № 2 «КНИ» (п.г.т. Кузнечное) установлено следующее теплообменное и насосное оборудование:
- экономайзер парового котла ДКВР 4/13 ст. № 1 марки ЭП2-142, зав. № 4689, рег. № 28677 – $F_{\text{то}} = 142 \text{ м}^2$, год установки – 1976;
 - экономайзер парового котла ДКВР 6,5/13 ст. № 3 марки ЭБ-2-142, зав. № 21119, $F_{\text{то}} = 142 \text{ м}^2$, год установки – 2021;
 - насос питательный ЦНСГ 13/140 ст. № 1 – производительность $Q = 13 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор – 220 м вод. ст., электродвигатель марки 5А160S2У3; установленная мощность электродвигателя $N = 15 \text{ кВт}$, число оборотов электродвигателя – $n = 2920 \text{ об./мин.}$, год установки – 2007 (шильда электродвигателя);
 - насос питательный ЦНСГ 38/220 ст. № 2 – производительность $Q = 38 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор – 220 м вод. ст., электродвигатель марки 4АМЧ160S2У2, установленная мощность электродвигателя $N = 30 \text{ кВт}$, число оборотов электродвигателя – $n = 3000 \text{ об./мин.}$, год установки – 2006 (шильда электродвигателя);
 - насос питательный ЦНСГ 38/220 ст. № 3 – производительность $Q = 38 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор – 220 м вод. ст., электродвигатель установленной мощностью $N = 30 \text{ кВт}$, число оборотов электродвигателя – $n = 2940 \text{ об./мин.}$, год установки – 1977;

- питательные насосы (котлоагрегат LAVART 2,5 SV-159/6, ст. № 2) «Grundfos» CR5-13A-A-A-E-HQQE (2 ед.) – $H = 1,26$ МПа, $Q = 6,9$ м³/ч, год установки – 2021;
- насос питательный паровой ПДВ 16/20, зав. № 3949 (аварийный) – давление нагнетания – 20 кгс/см², $Q = 16$ м³/ч, год установки – 1972;
- насос сетевой Д 200-36 (подача сетевой воды на поселок), ст. № 1, зав. № 1006 – производительность $Q = 200$ м³/ч, $H = 36$ м, электродвигатель марки 4AM250Y2, установленная мощность электродвигателя $N = 30$ кВт, число оборотов электродвигателя – $n = 1450$ об./мин., 1980 – год производства насоса;
- насос сетевой Д 320-50 (подача сетевой воды на поселок), ст. № 2 – производительность $Q = 320$ м³/ч, $H = 50$ м; электродвигатель марки 4A 250S4 220/380, установленная мощность электродвигателя $N = 75$ кВт, число оборотов электродвигателя – $n = 1470$ об./мин., год установки – 1980 (принято по году установки сетевого насоса № 1);
- насос сетевой Д 320-50, ст. № 3 – производительность $Q = 320$ м³/ч, $H = 50$ м вод. ст.; электродвигатель марки 4AM250-4 220/380, установленная мощность электродвигателя $N = 75$ кВт, число оборотов электродвигателя – $n = 1470$ об./мин., год установки – 2001 (шильда электродвигателя);
- насосы подпиточные К-20/30 ст. № 1, 2 – подача $Q = 20$ м³/час; напор $H = 30$ м вод. ст., электродвигатель марки 4AM1002Y1, установленная мощность электродвигателя $N = 4$ кВт, число оборотов электродвигателя – $n = 2880$ об./мин., год установки – 2007;
- насосы собственных нужд 1К-20/30 ст. № 1, 2 – подача $Q = 20$ м³/час; напор $H = 30$ м вод. ст., электродвигатель марки 4AM1002Y1, установленная мощность электродвигателя $N = 4$ кВт, число оборотов электродвигателя – $n = 2880$ об./мин., год установки – 2007;
- насос конденсатный 1К-20/30 ст. № 1, 2 – производительность $Q = 20$ м³/ч, напор 30 м вод. ст., электродвигатель марки 4AM1002Y1; установленная мощность электродвигателя $N = 4$ кВт, число оборотов электродвигателя – $n = 2880$ об./мин., год установки – 2019;
- насос конденсатный 1К-20/30 (подача в аварийную емкость) – производительность $Q = 20$ м³/ч, напор 30 м вод. ст.; установленная мощность электродвигателя $N = 4$ кВт, число оборотов электродвигателя – $n = 2880$ об./мин., год установки – 2020;
- сетевой пароводяной подогреватель марки ПП-1-53-7-4 (2 ед.) – $F = 53$ м²; рабочее давление 0,7 МПа (корпус, пар)/1,6 МПа (трубное пространство, вода); год установки – 2013 (б/у оборудование), год изготовления неизвестен;
- подогреватель химочищенной воды ПВВ 20-40 (ООО «НЭТО») – производительность 40 т/ч, рабочее давление $P_p = 0,6$ МПа, год установки – 2019;

- подогреватель исходной воды марки ПП2-63-0,2-2, зав. № 004 – рабочее давление 1,2 МПа (корпус)/1,0 МПа (трубное пространство), температура пара – до 250 °С, год установки – 2018;
- подогреватель хозяйственно-бытового горячего водоснабжения (2 ед.) (резервное оборудование, не эксплуатируется);
- подогреватель мазута паровой ПМ 25-6 (2 ед.) – производительность по мазуту 6 т/ч, рабочее давление (пар/мазут) – 13/25 кгс/см²; рабочая температура (пар/мазут) – 90/250 °С, год установки – 1976;
- охладитель непрерывной продувки ЗН-279-67 – F = 0,54 м²; P_{раб.} = 6 кгс/см²; T_{раб.} = 100 °С, год установки – 1976 (сведения персонала);
- деаэратор Д-25 – производительность 25 т/ч, год установки – 2017 (сведения персонала).

1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Параметры располагаемой тепловой мощности оборудования котельных приведены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Параметры располагаемой тепловой мощности оборудования котельных

Год	Суммарная тепловая мощность основного оборудования источников ТЭ, Гкал/ч	Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая мощность основного оборудования источника тепловой энергии, Гкал/ч
Актуализированная информация			
2016	27,5	8,75	18,75
2017	27,5	8,75	18,75
2018	27,5	8,75	18,75
2019	27,5	8,75	18,75
2020	26,6	7,8	18,8
2021	24,38	3,03	21,35
2022	24,38	3,03	21,35
2023	24,38	3,03	21,35
2024	24,38	3,03	21,35
2025	24,38	3,03	21,35

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

Баланс тепловой мощности источников тепловой энергии ГП Кузнечное (располагаемая мощность источников, затраты на СН источников, тепловая мощность «нетто», тепловая нагрузка потребителей, потери тепловой энергии в сетях, резерв тепловой мощности источников) приведены в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Баланс тепловой мощности источников тепловой энергии ГП Кузнечное (предоставлены теплоснабжающей организацией)

Источник тепловой энергии	Располагаемая мощность источников тепловой энергии, Гкал/ч	Затраты тепловой мощности на собственные источники тепловой энергии, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч ¹⁾	Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал/ч	Резерв (+) или дефицит (-) тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч
Котельная № 1 «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»)	14,2	0,628 11,4 % от выработки ТЭ	20,722	9,161 ¹⁾	0,58 11,84 % от отпуска ТЭ в сеть	8,868
Котельные № 2 «КНИ» п.г.т. Кузнечное	7,15			2,693 ¹⁾		
Всего система централизованного теплоснабжения ГП Кузнечное:	21,35	0,628	20,722	11,854 ¹⁾	0,58	8,868
¹⁾ Договорные тепловые нагрузки, предоставленные теплоснабжающей организацией.						

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

Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов, сведения о проведении наружных и внутренних осмотров оборудования, гидравлических испытаниях, ТО приведены в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов, сведения о проведении наружных и внутренних осмотров оборудования, гидравлических испытаниях, ТО

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Освидетельствование	Год продления ресурса
ДЕ 6,5/14	№ 1	2009	ТО – май 2018	НВО – май 2022 ГИ – май 2026
КЕ 6,5/14	№ 2	2000	ТД – сентябрь 2019	НВО, ГИ, ЭПБ – сентябрь 2020
ДКВР 6,5/13	№ 3	2021 – монтаж	Первичное ТО – 04.12.2021	-
ДКВР 6,5/13	№ 4	2014	ТО – сентябрь 2019	НВО, ГИ – сентябрь 2023 ТО металлоконструкций – сентябрь 2022 г.
ДКВР 4/13	№ 1	2001	ТД – сентябрь 2019	НВО, ГИ, ЭПБ – сентябрь 2021 г.
LAVART 2,5 SV-159/6	№ 2	2020 – монтаж	Первичное ТО – 04.12.2020	НВО – декабрь 2024 ГИ – декабрь 2028
ДКВР 6,5/13	№ 3	2013	ТО – сентябрь 2019	НВО, ГИ – сентябрь 2023 ТО металлоконструкций – сентябрь 2021 г.

Сроки ввода вспомогательного оборудования котельной № 1 «Ровное» (п. г. т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»), котельной № 2 «КНИ» (п. г. т. Кузнечное) приведены в таблицах 1.12, 1.13.

Таблица 1.12 – Сроки ввода вспомогательного оборудования котельной № 1 «Ровное» (п. г. т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»)

Наименование оборудования, тип, марка, регистрационный/заводской номер	Год установки
Экономайзер ЭБ2- 236П № 1, зав. № 1732	2017
Экономайзер ЭП-330 системы ВТ4, рег. № 20293	1991 – изготовление, 2000 – ввод в эксплуатацию
Экономайзер ЭБ2-236 № 3, зав. № 21119	2021
Экономайзер ЭБ2-236П № 4зав. № 13507, рег. № 30911	2014 (2013 – изготовление)
Вентилятор ВДН 9 № 1 правое вращение, зав. № 91008	2009
Вентилятор ВДН 8 № 2 правое вращение	1963
Вентилятор ВДН 8 № 3 правое вращение, зав. № 2180	2021
Вентилятор ВДН 8 № 4 правое вращение	2014
Дымосос ДН 11,2 № 1 правое вращение, зав. № 9407	2012
Дымосос ДН 10 № 2 правое вращение	1963
Дымосос ДН 10 № 3 левое вращение, зав. № 2179	2021
Дымосос ДН 10 № 4 левое вращение, зав. № 115	2014
Сетевой насос Д 320/50 № 1, зав. № 8П1	2014 (2013 – изг.)
Сетевой насос Д 320/50 № 2, зав. № 4Т18	2016
Подпиточный насос № 1 КМ 100-65-200СД	2018
Подпиточный насос № 2 КМ 100-65-200СД	2018
Питательный насос ЦНСГ 38/176 № 1	1998, отключен
Питательный насос ЦНСГ 38/176 № 2, зав. № 66	2007
Питательный насос ЦНС(Г) 38/176 № 3	2018
Насос ГВС № 1 1К 100-65-250а	2017
Насос ГВС № 2 К 100-65-250а	2007 (по году на шильде электродвигателя)
Мазутный насос НШ 100А-3 № 1, 2, 4	2018 – 2020
Мазутный насос НШ 100М-3 № 3	
Мазутный насос Ш80-2,5-37,5/2,5 (нулевая отметка) (2 ед.)	2005
Подогреватель мазута ПМ 25-6 (4 ед.) (зав. № 4475, б/н, 522, б/н)	1972
Подогреватель мазута ПМБ 20-10-10 (нулевая отметка) (2 ед.)	2005
Подогреватель пароводяной сетевой воды ПП-1-53-7-4 № 1, зав. № 91	2011
Подогреватель пароводяной сетевой воды ПП-1-53,9-0,7-4 № 2, зав. № 112 (ООО «Сукремсталь»)	2013
Подогреватель пароводяной сетевой воды ПП-1-53,9-7-2 № 3 (ООО «Сантехпрогресс»)	2019 (2020 – изготовление)
Подогреватель пароводяной сетевой воды ПП-1-32-0,7-2 № 4 (резервное оборудование)	2021
Теплообменник пароводяной Funke ТЭП 41-51-1ЕМ (2 ед.) (не в работе)	2008
Теплообменник пластинчатый ГВС 6С-26	2009
Теплообменник пластинчатый ГВС ТЭП 37-45-1-1-EN («Funke»)	2007
Теплообменник подогрева исходной воды (марка неизвестна, шидлика нет, паспорт отсутствует)	2017 (сведения персонала)
Теплообменник пароводяной подогрева химочищенной воды ПВВ 20-40	2019
Умягчительная колонка D = 32 дюйма (3 ед.)	2007
Бак-аккумулятор химочищенной воды (V = 100 м³)	2021
Труба дымовая кирпичная	1963
Фильтр мазутный тонкой очистки ФМ 25-30-240 (4 ед.)	1974
Фильтр мазутный грубой очистки ФМ 25-30-65 (4 ед.)	2004 (изготовление)
Деаэратор КДА 50 (ООО «ПК «Boiler») (зав. № 7036)	2021
Деаэратор 35 м³, инв. № 316	2001, нерабочий
Мазутная емкость приемная № 0 (V = 180 м³)	2008 (паспорт)
Мазутная емкость РВС-400 (в работе) (V = 400 м³)	1972
Мазутная емкость РВС-200 (не работает) (V = 200 м³)	1972 (не работает)
Мазутная емкость РГС 100 № 2 (V = 100 м³)	2008 (паспорт)
Мазутная емкость РГС 100 № 3 (V = 100 м³)	2008 (паспорт)
Насос конденсатный К-20/30 № 1, № 2	2022

Таблица 1.13 – Сроки ввода вспомогательного оборудования котельной № 2 «КНИ»

(п.г.т. Кузнечное)

Наименование оборудования, тип, марка, регистрационный номер, заводской	Год установки
Экономайзер парового котлоагрегата ст. № 1 ЭП2-142 ($F_{то} = 142 \text{ м}^2$) зав. № 4689, рег. № 28677	1976
Экономайзер парового котлоагрегата ст. № 3 ЭБ-2-142 ($F_{то} = 142 \text{ м}^2$), зав. № 21119 ($P_{раб.} = 2,4 \text{ МПа}$)	2021
Дымосос ДН-10 парового котлоагрегата ст. № 1 ДКВР 4/13 правое вращение	1976 (сведения персонала), электродвигатель был заменен, год замены неизвестен
Дымосос ДН-10 парового котлоагрегата ст. № 3 ДКВР 6,5/13 левое вращение (в наличии паспорт), зав. № 31182	1983, 2004 – замена электродвигателя
Вентилятор парового котлоагрегата ст. № 1 ВД-6	1976 (сведения персонала), замена электродвигателя – 2010.
Вентилятор парового котлоагрегата ст. № 3 ВДН-10	1983, замена электродвигателя - 2004
Питательный насос ЦНСГ 13/140 № 1 ($13 \text{ м}^3/\text{час}$; $H = 140 \text{ м}$)	2007 – год установки на шильд электродвигателя
Питательный насос ЦНСГ 38/220 № 2 ($38 \text{ м}^3/\text{час}$; $H = 220 \text{ м}$)	2006 – год установки на шильд электродвигателя
Питательный насос ЦНСГ 38/220 № 3 ($38 \text{ м}^3/\text{час}$; $H = 220 \text{ м}$)	1977
Питательные насосы (котлоагрегат LAVART 2,5 SV-159/6, ст. № 2) Grundfos CR5-13A-A-A-E-HQQE (2 ед.) ($H = 1,26 \text{ МПа}$)	2021
Насос питательный паровой ПДВ 16/20, зав. № 3949 (аварийный) (давление нагнетания – 20 кгс/см^2)	1972
Сетевой насос Д 200/36 № 1 поселок ($Q = 200 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H = 36 \text{ м}$), зав. № 1006	1980 – год производства
Сетевой насос Д 320/50 № 2 поселок ($Q = 320 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H = 50 \text{ м}$)	1980 – год производства, принят аналогично насосу № 1
Сетевой насос Д-320/50 № 3 ($Q = 320 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H = 50 \text{ м}$)	2001 – год установки, принят по году на шильде электродвигателя
Подпиточный насос К-20/30 № 1, № 2	2007
Насос собственных нужд 1К-20/30 № 1	2007
Насос собственных нужд 1К-20/30 № 2	2007
Конденсатный насос 1К-20/30 № 1 ($20 \text{ м}^3/\text{час}$; $H = 30 \text{ м}$) (подача конденсата в деаэратор)	2019
Конденсатный насос 1К-20/30 № 2 ($20 \text{ м}^3/\text{час}$; $H = 30 \text{ м}$) (подача конденсата в деаэратор)	2019
Насос топливный 3В-4/25 ($4 \text{ м}^3/\text{час}$; $H = 250 \text{ м}$, 25 кг/см^2) (2 ед.)	2011
Насос топливный НШ100 А-3 № 1	2018
Насос топливный НШ100 А-3 № 2	2018
Насос топливный НШ100 А-3 № 3	2018
Мазутный насос погружной перекачивающий 12НА-22-6 ($150 \text{ м}^3/\text{час}$; $H = 54 \text{ м}$)	1988
Мазутный насос погружной перекачивающий 12НА-22-6 ($150 \text{ м}^3/\text{час}$; $H = 54 \text{ м}$)	1988
Деаэратор ДА-25	2017 (сведения персонала)
Подогреватель мазута паровой ПМБ 25-6 (3 ед.)	1976

Продолжение таблицы 1.13.

Наименование оборудования, тип, марка, регистрационный номер, заводской	Год установки
Солеобразователь С-0,5-0,1 Дн 720 мм, зав. № 934	2019
На-катионитовые фильтры ФиПА I-0.7-0.6Na (3 ед.)	2021, 2020, 1974
Подогреватель исходной воды ПП2-63-0,2-2, зав. № 004	2018
Подогреватель сетевой воды пароводяной ПП-1-53-7-4 (2 ед.)	2013 (год установки, б/у оборудование, год изготовления и начала эксплуатации неизвестен)
Водоводяной подогреватель химочищенной воды ПВВ 20-40 (1 ед.) (ООО «НЭТО»)	2019
Пароводяной подогреватель системы хозяйственно-бытового горячего водоснабжения ТЭП 37-45 (2 ед.) (исключено из схемы котельной, не эксплуатируется)	1982 (сведения персонала)
Теплообменник-охладитель непрерывной продувки ЗН-279-67	1976 (сведения персонала)
Фильтр грубой очистки ФМ 25-30-5 (2 ед.) («Красный котельщик») (зав. № 1913, б/н)	1973
Фильтр тонкой очистки ФМ 25-30 (3 ед.) («Красный котельщик») (зав. № 1222, 1295, 1299)	1974, 1971, 1971
Мазутная емкость приемная (V = 100 м³)	1983
Мазутная емкость РВС 200 (V = 200 м³)	1992
Мазутная емкость РВС 400 (V = 400 м³)	1992
Мазутная емкость РВС 200 (V = 200 м³)	1992
Труба дымовая кирпичная	1983
Бак-аккумулятор подпиточной воды	2021

В котельной № 1 в 2021 г. была произведена замена выработавшего свой технический ресурс котлоагрегата Е-10-1,4 ГМ (ДЕ-10/14) с установкой нового котлоагрегата ДКВР 6,5/13 (зав. № 2108).

В котельной № 2 в 2020 г. была произведена замена выработавшего свой технический ресурс котлоагрегата ДКВР 4/13 ст. № 2 с установкой нового энергосберегающего газоплотного напольного стального котлоагрегата LAVART 2,5SV 159/6 M100.

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

Источники тепловой энергии, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в поселении отсутствуют.

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

Регулирование отпуска тепловой энергии от теплоисточников – центральное регулирование, качественное, основанное на изменении температуры воды в прямом трубопроводе при постоянном расходе в зависимости от температуры наружного воздуха.

Утвержденный температурный график котельной № 1 (мкр. Ровное) – 95/70 °С
(приведен в таблице 1.14).

Таблица 1.14 Температурный график отпуска тепловой энергии от котельной № 1

Температура наружного воздуха, °С	Для жилого фонда	
	Температура воды в подающем трубопроводе, °С	Температура воды в обратном трубопроводе, °С
8	41	35
7	42	36
6	44	37
5	46	39
4	48	40
3	50	41
2	51	42
1	53	43
0	55	44
-1	57	45
-2	58	46
-3	60	48
-4	61	49
-5	63	50
-6	65	51
-7	66	52
-8	68	53
-9	69	54
-10	71	55
-11	73	56
-12	74	57
-13	76	58
-14	77	59
-15	79	60
-16	80	61
-17	82	62
-18	83	63
-19	85	64
-20	86	65
-21	88	66
-22	89	67
-23	91	67
-24	92	68
-25	94	69
-26	95	70

Утвержденный температурный график котельной № 2 (мкр. КНИ) – 95/70 °С
(приведен в таблице 1.15).

Таблица 1.15 Температурный график отпуска тепловой энергии от котельной № 2

Температура наружного воздуха, °С	Для жилого фонда	
	Температура воды в подающем трубопроводе, °С	Температура воды в обратном трубопроводе, °С
8	70	56
7	70	56
6	70	55
5	70	55
4	70	55
3	70	55
2	70	54
1	70	54
0	70	54

Продолжение таблицы 1.15.

Температура наружного воздуха, °С	Для жилого фонда	
	Температура воды в подающем трубопроводе, °С	Температура воды в обратном трубопроводе, °С
-1	70	54
-2	70	53
-3	70	53
-4	70	53
-5	70	52
-6	70	52
-7	70	52
-8	70	53
-9	70	54
-10	71	55
-11	73	56
-12	74	57
-13	76	58
-14	77	59
-15	79	60
-16	80	61
-17	82	62
-18	83	63
-19	85	64
-20	86	65
-21	88	66
-22	89	67
-23	91	67
-24	92	68
-25	94	69
-26	95	70

1.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования

Котельная № 1 «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное») работает только в течение отопительного периода и обеспечивает нагрузки отопления и хозяйственно-бытового горячего водоснабжения.

Котельная № 2 «КНИ» работает в течение отопительного периода и обеспечивает нагрузки отопления и хозяйственно-бытового горячего водоснабжения.

Наработка в часах по основному и вспомогательному оборудованию теплоисточников не предоставлена.

1.2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

По результатам текущих измерений параметров, характеризующих режимы работы оборудования, в суточных ведомостях сменного/оперативных журналов учета котельных фиксируется следующая информация: оборудование (котлы), находящееся в работе; температуры прямой и обратной сетевой воды; температура воды, подаваемой в сети ГВС; давление прямой и обратной сетевой воды, подаваемой в сеть и возвращаемой в котельную; давление воды, подаваемой на ГВС в сеть; давление пара в котлоагрегатах; температура воды до и после экономайзера; температура отходящих

газов; температура воздуха после вентилятора и подаваемого на форсунки горелок; давление и температура мазута; температура наружного воздуха.

Приборы учета расхода количества тепла, отпускаемого в тепловые сети от котельных, отсутствуют. Учет количества тепла, отпускаемого в тепловые сети от источников тепла, осуществляется расчетным методом.

1.2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные об авариях, отказах и восстановлении основного и вспомогательного оборудования источников тепловой энергии не предоставлены.

1.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Сведения о наличии предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования котельных не предоставлены.

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

Источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

1.2.13 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения

Постановлением Администрации Кузнечинского городского поселения от 2 марта 2026 года № 68 (приведено в Приложении 1 ОМ) ООО «Энерго-Ресурс» присвоен статус единой теплоснабжающей организации, осуществляющей теплоснабжение на территории Кузнечинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них

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

Централизованное теплоснабжение в МО Кузнечинское ГП осуществляется от двух котельных, расположенных в мкр. Ровное и мкр. КНИ. В населенном пункте п. Боровое теплоснабжение децентрализованное – от автономных источников, находящихся в личной собственности граждан, электрическое и печное отопление.

Тепловые сети системы отопления от котельной № 1 «Ровное», тепловые сети ГВС от котельной № 1 «Ровное», тепловые сети от котельной № 2 «КНИ» эксплуатируются ООО «Энерго-Ресурс».

Тепловые сети централизованной системы теплоснабжения от котельной № 1 «Ровное» выполнены по 4-х трубной схеме, имеют радиальную структуру и охватывают микрорайон Ровное. Прокладка трубопроводов выполнена надземным и подземным способом (канальная и бесканальная). Суммарная протяженность эксплуатируемых тепловых сетей от котельной № 1 «Ровное» составляет 14424,3 м (в однострубно́м исчислении), из них трубопроводы системы отопления – 7765,8 м, трубопроводы системы ГВС – 6658,5 м. ГВС потребителей осуществляется по сетям горячего водоснабжения, тип системы – закрытая.

От котельной № 1 «Ровное» выходит магистральный трубопровод сетевой воды диаметром 2Dy 250, который в центральной части города разделяется на две магистрали вдоль улицы Юбилейной и магистральный трубопровод ГВС Dy 150/100.

Модернизация трубопроводов тепловой сети осуществлялась в 2018 г., 2019 г., 2020 г., 2023 г. с применением труб (стальных труб и труб из сшитого полиэтилена РЕХ-а) в заводской изоляции из пенополиуретана (ППУ) и трубопроводов с тепловой изоляцией «Энергофлекс». Компенсация тепловых удлинений осуществляется за счет П-образного компенсатора и самокомпенсации. Эксплуатационные характеристики тепловой сети позволяют обеспечить потребность потребителей в полном объеме.

Тепловые сети централизованной системы теплоснабжения от котельной № 2 «КНИ» выполнены по 2-х трубной схеме. Прокладка трубопроводов выполнена подземным способом (канальная и бесканально). Суммарная протяженность эксплуатируемых тепловых сетей от котельной № 2 составляет 5284,0 м в однострубно́м исчислении (2642,0 м – в двухтрубно́м исчислении). Система ГВС – закрытая, через теплообменники, установленные в жилых домах. От котельной № 2 «КНИ» выходит магистральный трубопровод сетевой воды диаметром 2Dy 200, который в центральной части города разделяется на две магистрали вдоль Приозерского шоссе.

Модернизация трубопроводов тепловой сети осуществлялась в 2017 г., 2020 г. с применением труб (стальных труб и труб из сшитого полиэтилена РЕХ-а) в заводской

изоляции из пенополиуретана (ППУ) и трубопроводов с тепловой изоляцией «Энергофлекс». Компенсация тепловых удлинений осуществляется за счет самокомпенсации. Эксплуатационные характеристики тепловой сети позволяют обеспечить потребность потребителей в полном объеме.

В таблице 1.16 приведено распределение трубопроводов тепловой сети п.г.т. Кузнечное по диаметрам.

Таблица 1.16 – Распределение по диаметрам трубопроводов тепловой сети п.г.т. Кузнечное

Наименование	Протяженность в двухтрубном исполнении, м	Протяженность в однострубнои исполнении, м	%
Котельная № 1 «Ровное»			
Трубопроводы системы отопления			
D _в 250 мм	-	1454,8	18,7
Dy 200 мм	-	795,0	10,2
Dy 150 мм	-	1391,0	17,9
Dy 125 мм	-	853,0	11,0
Dy 100 мм	-	820,0	10,6
Dy 80 мм	-	802,0	10,3
Dy 70 мм	-	60,0	0,8
Dy 60 мм	-	182,0	2,3
Dy 50 мм	-	178,0	2,3
Dy 40 мм	-	582,5	7,5
Dy 38 мм	-	0,0	0,0
Dy 32 мм	-	618,5	8,0
Dy 25 мм	-	29,0	0,4
Dy 20 мм	-	0,0	0,0
Всего:	-	7765,8	100,0
Трубопроводы системы ГВС			
D _в 250 мм	-	0,0	0,0
Dy 200 мм	-	0,0	0,0
Dy 150 мм	-	1605,0	24,1
Dy 125 мм	-	0,0	0,0
Dy 100 мм	-	1651,0	24,8
Dy 80 мм	-	1016,0	15,3
Dy 70 мм	-	0,0	0,0
Dy 60 мм	-	0,0	0,0
Dy 50 мм	-	1649,0	24,8
Dy 40 мм	-	135,0	2,0
Dy 38 мм	-	0,0	0,0
Dy 32 мм	-	401,0	6,0
Dy 25 мм	-	26,0	0,4
Dy 20 мм	-	175,5	2,6
Всего:	-	6658,5	100,0
Котельная № 2 «КНИ»			
D _в 250 мм	0,0	0,0	0,0
Dy 200 мм	169,5	339,0	6,4
Dy 150 мм	396,5	793,0	15,0
Dy 125 мм	139,0	278,0	5,3
Dy 100 мм	441,5	883,0	16,7
Dy 80 мм	250,5	501,0	9,5
Dy 70 мм	41,0	82,0	1,6
Dy 60 мм	3,0	6,0	0,1
Dy 50 мм	306,0	612,0	11,6
Dy 40 мм	217,0	434,0	8,2
Dy 38 мм	0,0	0,0	0,0
Dy 32 мм	455,0	910,0	17,2

Наименование	Протяженность в двухтрубном исполнении, м	Протяженность в однострубном исполнении, м	%
Dy 25 мм	147,0	294,0	5,6
Dy 20 мм	76,0	152,0	2,9
Всего:	2642,0	5284,0	100,0

Из таблицы 1.16 видно, что в структуре тепловых сетей системы отопления от котельной № 1 «Ровное» преобладают трубопроводы диаметром Dy 250 мм (18,7 %), Dy 150 мм (17,9 %), Dy 100 мм (10,6 %). В структуре тепловых сетей системы горячего водоснабжения от котельной № 1 «Ровное» преобладают трубопроводы диаметром Dy 100 мм (24,8 %), Dy 50 мм (24,8 %), Dy 150 мм (24,1 %).

В структуре тепловых сетей системы отопления от котельной № 2 «КНИ» преобладают трубопроводы диаметром Dy 32 мм (17,2 %), Dy 100 мм (16,7 %), Dy 150 мм (15,0 %).

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

Электронная схема тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии разработана в программном комплексе Zulu Thermo 10.0 на основании предоставленных теплоснабжающей организацией материалов. Электронная схема тепловых сетей представляет собой графическое описание структуры тепловых сетей с отображением трассировки теплопроводов, мест расположения тепловых камер, точек подключения потребителей, основных характеристик элементов тепловой сети.

Карты-схемы тепловых сетей от котельной № 1 «Ровное» и котельной № 2 «КНИ» п.г.т. Кузнечное по состоянию на 2026 год приведены на рисунках 1.1 – 1.2.



Рисунок 1.2 Карта-схема тепловых сетей от котельной № 2 «КНИ»

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 наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Характеристика трубопроводов тепловой сети п.г.т. Кузнечное по состоянию на 2026 год приведена в таблицах 1.17, 1.18.

Таблица 1.17 – Характеристика трубопроводов тепловой сети от котельной № 1 «Ровное» (по состоянию на 2026 год)

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
Котельная № 1 «Ровное». Трубопроводы системы отопления Т1/Т2								
концессионные сети	Котельная Ровное - Ввод в насосную Ровное	1988	41,5	273	41,5	273	Сталь	Надземная
прочие сети	Ввод в насосную Ровное - Насосная	1988	3,4	273	3,4	273	Сталь	Подвальная
прочие сети	Насосная - Вывод из Насосной Ровное	1988	4,5	273	4,5	273	Сталь	Подвальная
концессионные сети	Вывод из Насосной Ровное - 1	2023	2,5	273	2,5	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	1 - ЗА 1	2023	1,0	273	1,0	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	ЗА 1 - 2	2023	14,5	273	14,5	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	2 - 3	2023	22,0	273	22,0	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	3 - 4	2023	19,0	273	19,0	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	4 - 5	2023	11,5	273	11,5	273	ПИ	Подземная канальная
концессионные сети	5 - Компенсатор П-образый №1	2023	67,5	273	67,5	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	Компенсатор П-образый №1 - Компенсатор П-образый №2	2023	68,0	273	68,0	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	Компенсатор П-образый №2 - 6	2023	48,5	273	48,5	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	6 - Компенсатор П-образый №3	2023	36,5	273	36,5	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	Компенсатор П-образый №3 - 7	2023	49,0	273	49,0	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	7 - 8	2023	16,0	273	16,0	273	ПИ	Подземная канальная
концессионные сети	8 - 9	2023	55,5	273	55,5	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	9 - Ввод в Узел 1	2023	1,0	273	1,0	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	Ввод в Узел 1 - Узел №1 ТВ1	2013	1,5	273	1,5	273	Сталь	Надземная
концессионные сети	Узел №1 ТВ1 - Вывод 3 из Узла 1	2013	9,0	133	9,0	133	ПИ	Надземная
концессионные сети	Вывод 3 из Узла 1 - ТК-1-1	2013	2,5	133	2,5	133	ПИ	Надземная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-1-1 - 10	2013	5,0	133	5,0	133	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	10 - 11	2013	23,0	133	23,0	133	ПИ	Надземная
концессионные сети	11 - 12	2013	14,0	133	14,0	133	ПИ	Надземная
концессионные сети	12 - 13	2013	12,0	133	12,0	133	ПИ	Подземная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
								бесканальная
концессионные сети	13 - 14	2013	19,5	133	19,5	133	ПИ	Надземная
концессионные сети	14 - Ввод в ул. Пионерская, 1а Школа	2013	185,0	133	185,0	133	ПИ	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в ул. Пионерская, 1а Школа - МОУ "Кузнеченская СОШ"	2013	62,0	133	62,0	133	Сталь	Подвальная
концессионные сети	Узел №1 ТВ1 - Перемышка Узел №1	2013	3,0	273	3,0	273	Сталь	Надземная
концессионные сети	Перемышка Узел №1 - ЗА 1 Узел №1	2013	1,0	273	1,0	273	Сталь	Надземная
концессионные сети	ЗА 1 Узел №1 - Узел №1	2013	1,0	273	1,0	273	Сталь	Надземная
прочие сети	ЗА 2 Узел №1 - Переход с 89 на 63	2011	0,5	89	0,5	89	Сталь	Надземная
прочие сети	Переход с 89 на 63 - Вывод 2 из Узла 1	2011	1,5	63	1,5	63	ППР	Надземная
прочие сети	Вывод 2 из Узла 1 - Ввод в ул. Молодежная, 10а баня	2011	24,0	63	24,0	63	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Молодежная, 10а баня - ЗА Молодежная, 10а	2011	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА Молодежная, 10а - МП "ЖКО" (баня, прачечная)	2011	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	Узел №1 - Вывод 1 из Узла 1	2013	2,5	273	2,5	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	Вывод 1 из Узла 1 - 15	2013	7,5	273	7,5	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	15 - 16	2013	22,0	273	22,0	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	16 - 17	2013	8,0	273	8,0	273	ПИ	Подземная канальная
концессионные сети	17 - 18	2013	48,0	273	48,0	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	18 - ТК-1	2013	56,0	273	56,0	273	ПИ	Надземная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-1 - Ввод в ул. Молодежная, 8	1983	11,0	57	11,0	57	Сталь	Надземная
прочие сети	Ввод в ул. Молодежная, 8 - ж/д ул. Молодежная, 8	1983	1,0	57	1,0	57	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-1 - Ввод в ул. Молодежная, 6	1993	37,0	57	37,0	57	Сталь	Подземная канальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
прочие сети	Ввод в ул. Молодежная, 6 - ж/д ул. Молодежная, 6	1993	1,0	57	1,0	57	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТК-1 - 19	1998	37,5	273	37,5	273	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-2 - Ввод в ул. Молодежная, 9	2011	39,0	50	39,0	50	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Молодежная, 9 - ж/д ул. Молодежная, 9	2011	1,0	50	1,0	50	ППР	Подвальная
концессионные сети	19 - ТК-2	1998	1,0	273	1,0	273	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-2 - ТК-22	2020	43,0	159	43,0	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-22 - Ввод в ул. Молодежная, 7	2019	11,5	50	11,5	50	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Молодежная, 7 - ж/д ул. Молодежная, 7	2019	1,0	50	1,0	50	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-22 - ТК-23	2020	42,0	159	42,0	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-23 - Ввод в ул. Молодежная, 5	2019	12,0	63	12,0	63	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Молодежная, 5 - ж/д ул. Молодежная, 5	2020	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-23 - ТК-24	2020	41,5	159	41,5	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-24 - Ввод в ул. Молодежная, 3	2018	11,5	40	11,5	40	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Молодежная, 3 - ж/д ул. Молодежная, 3	2018	1,0	40	1,0	40	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-24 - ЗА 1 ТК-25	2020	16,0	159	16,0	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТК-25 - ТК-27	2020	19,0	159	19,0	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТК-27 - ТК-28	2020	35,0	159	35,0	159	ПИ	Подземная бесканальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
концессионные сети	ТК-28 - ТК-28а	2020	33,5	159	33,5	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТК-28а - ТК-30	2020	33,5	90	33,5	90	ППР	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-30 - Ввод в ул. Юбилейная, 8	2020	22,5	63	22,5	63	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 8 - ж/д ул. Юбилейная, 8	2020	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-30 - Ввод в ул. Юбилейная, 6а Д/с	2014	36,0	90	36,0	90	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 6а Д/с - ЗА 1 Юбилейная, 6а Д/с	2014	2,5	90	2,5	90	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 Юбилейная, 6а Д/с - ЗА 2 Юбилейная, 6а	2014	0,5	90	0,5	90	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА 2 Юбилейная, 6а - МДОУ "Детский сад №11"	2014	30,0	89	30,0	89	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-28а - ЗА 1 ТК-29	2020	75,0	159	75,0	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-29 - Ввод в ул. Пионерская, 1	2020	7,5	89	7,5	89	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Пионерская, 1 - ЗА ж/д Пионерская, 1	2020	2,0	89	2,0	89	ПИ	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Пионерская, 1 - ж/д ул. Пионерская, 1	2020	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная
концессионные сети	Перемычка ТК-29 - ТК-31	2019	13,5	159	13,5	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-31 - Ввод в ул. Пионерская, 3	2019	43,0	89	43,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Пионерская, 3 - ЗА ж/д Пионерская, 3	2019	3,0	89	3,0	89	ПИ	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Пионерская, 3 - ж/д ул. Пионерская, 3	2019	1,0	90	1,0	90	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-31 - Ввод в ул. Ладожская, 5 Общежитие	2019	75,5	108	75,5	108	ПИ	Подземная бесканальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
прочие сети	Ввод в ул. Ладожская, 5 Общежитие - Переход с 108/108 на 89/108	2019	1,5	108	1,5	108	ПИ	Подвальная
прочие сети	Переход с 108/108 на 89/108 - ЗА Ладожская, 5	2019	1,0	89	1,0	108	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА Ладожская, 5 - Общежитие	2019	1,0	89	1,0	108	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТК-2 - ТК-2а	2018	43,0	273	43,0	273	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-2а - Ввод в ул. Юбилейная, 9	2012	4,5	89	4,5	89	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 9 - ЗА ж/д Юбилейная, 9	2012	1,5	108	1,5	108	ПИ	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 9 - ж/д ул. Юбилейная, 9	2012	1,0	50	1,0	50	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-2а - ТК-3	2018	33,5	273	33,5	273	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-3 - ТК-15	2015	55,5	219	55,5	219	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-15 - Ввод в ул. Гагарина, 7	2015	9,5	89	9,5	89	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 7 - ЗА ж/д Гагарина, 7	2015	1,5	89	1,5	89	ПИ	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Гагарина, 7 - ж/д ул. Гагарина, 7	2015	1,0	90	1,0	90	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-15 - Ввод в ул. Гагарина, 8б ДК	2015	28,0	89	28,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 8б ДК - ЗА ул. Юбилейная, 7а	2015	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ул. Юбилейная, 7а - МУК КСЦ "Юбилейный" (ДК)	2015	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТК-15 - ЗА 1 ТК-16	2015	58,0	219	58,0	219	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-16 - Ввод в ул. Гагарина, 6	2015	32,0	108	32,0	108	ПИ	Подземная бесканальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
концессионные сети	Ввод в ул. Гагарина, 6 - ЗА ж/д Гагарина, 6	2015	1,0	108	1,0	108	ПИ	Подвальная
концессионные сети	ЗА ж/д Гагарина, 6 - ТВ-16а-1	2015	2,0	108	2,0	108	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТВ-16а-1 - ТВ-16а-1.2	2015	2,0	108	2,0	108	ПИ	Подвальная
концессионные сети	ТВ-16а-1.2 - 20	2015	2,0	108			ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	20 - ЗА 1 ТВ-16а-1.2	2015	1,0	108			ПИ	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 ТВ-16а-1.2 - ТВ-16а-1.1	2015	1,0	108			ПИ	Подвальная
прочие сети	ТВ-16а-1.1 - ж/д ул. Гагарина, 6	2015	1,0	108	1,0	108	ПИ	Подвальная
прочие сети	ТВ-16а-1.1 - ЗА ТВ-16а-1	2015			1,0	108	ПИ	Подвальная
концессионные сети	ЗА ТВ-16а-1 - ТВ-16а-1	2015			2,0	108	ПИ	Подвальная
концессионные сети	ТВ-16а-1.2 - ЗА 2 ТВ-16а-1.2	1992	0,5	57	0,5	57	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ЗА 2 ТВ-16а-1.2 - Вывод из ул. Гагарина, 6	1992	36,5	63	36,5	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	Вывод из ул. Гагарина, 6 - Ввод в ул. Гагарина, 5а	1992	21,0	63	21,0	63	ППР	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 5а - ЗА ул. Гагарина, 5а	1992	30,0	63	30,0	63	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА ул. Гагарина, 5а - Администрация МО+МУ ДО "КДШИ"	1992	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 3 ТК-16 - ТВ-17а	2015	68,5	108	68,5	108	Сталь	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТВ-17а - ТК-17	2015	0,5	89	0,5	89	Сталь	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТК-17 - ЗА 1 ТК-17	2012	0,5	89	0,5	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-17 - Ввод в ул. Гагарина, 8	2012	18,0	89	18,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 8 - ЗА ж/д Гагарина, 8	2012	1,5	89	1,5	89	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Гагарина, 8 - ж/д ул. Гагарина, 8	2012	1,0	90	1,0	90	ППР	Подвальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
концессионные сети	ТВ-17а - Ввод в ул. Юбилейная, 4	2012	21,0	108	21,0	108	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 4 - ЗА ж/д Юбилейная, 4	2012	2,0	108	2,0	108	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 4 - ж/д ул. Юбилейная, 4	2012	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТК-16 - ТВ-16-1	2015	32,0	219	32,0	219	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТВ-16-1 - Ввод 1 в ул. Гагарина, 5	2015	15,0	76	15,0	76	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод 1 в ул. Гагарина, 5 - ЗА 1 ж/д Гагарина, 5	2015	1,0	76	1,0	76	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 ж/д Гагарина, 5 - ж/д ул. Гагарина, 5 вв1	2015	1,0	76	1,0	76	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТВ-16-1 - ТВ-16-2	2015	35,5	219	35,5	219	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТВ-16-2 - Ввод 2 в ул. Гагарина, 5	2015	10,0	76	10,0	76	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод 2 в ул. Гагарина, 5 - ЗА 2 ж/д Гагарина, 5	2015	1,0	76	1,0	76	ПИ	Подвальная
прочие сети	ЗА 2 ж/д Гагарина, 5 - ж/д ул. Гагарина, 5 вв2	2015	1,0	76	1,0	76	ПИ	Подвальная
концессионные сети	ТВ-16-2 - ТК-19	2015	28,0	219	28,0	219	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 3 ТК-19 - ТВ-19-1	2018	19,5	89	19,5	89	Сталь	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТВ-19-1 - Ввод в ул. Гагарина, 3	2018	3,0	89	3,0	89	Сталь	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 3 - ж/д ул. Гагарина, 3	2018	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-19 - Ввод в ул. Гагарина, 4	2018	165,0	50	165,0	50	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 4 - ж/д ул. Гагарина, 4	2018	4,0	57	4,0	57	Сталь	Подвальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
концессионные сети	ЗА 1 ТК-19 - ТК-20	2012	44,5	159	44,5	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-20 - 21	2020	16,5	89	16,5	89	ПИ	Подземная канальная
концессионные сети	21 - Ввод в ул. Гагарина, 2а Больница	2020	97,0	89	97,0	89	ПИ	Надземная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 2а Больница - ЗА ул. Гагарина, 2а	2020	2,0	108	2,0	108	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ул. Гагарина, 2а - ГБУЗ ЛО "Приозерская МБ"	2020	1,0	108	1,0	108	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-20 - Ввод в ул. Гагарина, 2	2008	8,5	63	8,5	63	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 2 - ЗА ж/д Гагарина, 2	2008	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Гагарина, 2 - ж/д ул. Гагарина, 2	2008	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-20 - ТК-21	2007	25,0	159	25,0	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТК-21 - Ввод в ул. Гагарина, 1	2012	1,5	159	1,5	159	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 1 - Переход с 159 на 108	2012	1,5	159	1,5	159	ПИ	Подвальная
прочие сети	Переход с 159 на 108 - ЗА ж/д Гагарина, 1	2012	1,0	108	1,0	108	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Гагарина, 1 - ж/д ул. Гагарина, 1	2012	1,0	159	1,0	159	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-21 - ТК-21а	2012	119,0	159	119,0	159	ПИ	Надземная
концессионные сети	ТК-21а - 22	2012	6,5	133	6,5	133	ПИ	Надземная
концессионные сети	22 - 23	2012	24,0	133	24,0	133	ПИ	Подземная канальная
концессионные сети	23 - Перемычка Новостроек, 4	2012	0,5	133	0,5	133	ПИ	Надземная
концессионные сети	Перемычка Новостроек, 4 - Ввод в ул. Новостроек, 4	2012	0,5	133	0,5	133	ПИ	Надземная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
прочие сети	Ввод в ул. Новостроек, 4 - ЗА ж/д Новостроек, 4	2012	1,0	133	1,0	133	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Новостроек, 4 - ж/д ул. Новостроек, 4	2012	1,0	110	1,0	110	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 ТК-21а - 24	2012	24,5	50	24,5	50	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	24 - Ввод в Маг. "Солнышко" ИП Лысенков	2012	0,5	40	0,5	40	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Маг. "Солнышко" ИП Лысенков - ЗА ул. Гагарина, 1а	2012	0,5	40	0,5	40	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА ул. Гагарина, 1а - ИП Родина магазин	2012	1,0	40	1,0	40	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-3 - ТК-4	2018	101,0	219	101,0	219	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-4 - Ввод в ул. Юбилейная, 7	2018	5,5	89	5,5	89	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 7 - ЗА ж/д Юбилейная, 7	2018	2,0	89	2,0	89	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 7 - ж/д ул. Юбилейная, 7 + встроенные помещения	2018	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТК-4 - ТК-5	2018	34,0	219	34,0	219	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-5 - ТВ-9-1	2012	62,0	133	62,0	133	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ТВ-9-1 - ТК-9	2011	8,0	89	8,0	89	Сталь	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА ТК-9 - Ввод в ул. Юбилейная, 10	2020	7,0	90	7,0	90	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 10 - ЗА ж/д Юбилейная, 10	2020	3,5	90	3,5	90	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 10 - ж/д ул. Юбилейная, 10	2020	1,0	90	1,0	90	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТВ-9-1 - ТК-9А	2011	39,5	108	39,5	108	Сталь	Подземная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
								канальная
концессионные сети	ЗА ТК-9А - Ввод в ул. Юбилейная, 11	2015	53,0	89	53,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 11 - ЗА ж/д Юбилейная, 11	2015	2,0	90	2,0	90	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 11 - ж/д ул. Юбилейная, 11	2015	1,0	90	1,0	90	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-9А - ТК-10	2011	19,5	108	19,5	108	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ЗА ТК-10 - Ввод в ул. Садовая, 3	2011	13,0	50	13,0	50	ППР	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в ул. Садовая, 3 - ж/д ул. Садовая, 3	2011	1,0	50	1,0	50	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-10 - ТВ-10-1	2011	21,5	108	21,5	108	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ТВ-10-1 - ТК-13	2012	16,0	108	16,0	108	ПИ	Подземная канальная
концессионные сети	ЗА ТК-13 - Ввод в ул. Пионерская, 12	2011	9,0	57	9,0	57	ПИ	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в ул. Пионерская, 12 - ж/д ул. Пионерская, 12	2011	1,0	57	1,0	57	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТК-13 - Перемычка ТК-14	1994	18,5	108	18,5	108	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	Перемычка ТК-14 - ТК-14	1994	1,0	108	1,0	108	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-14 - Ввод в ул. Юбилейная, 6	2011	45,0	50	45,0	50	ППР	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 6 - ж/д ул. Юбилейная, 6	2011	3,5	50	3,5	50	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-14 - Переход с 108 на 57	2011	7,0	108	7,0	108	ПИ	Подземная канальная
концессионные сети	Переход с 108 на 57 - Ввод в ул. Пионерская, 10	2011	15,5	57	15,5	57	ПИ	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в ул. Пионерская, 10 - ж/д ул.	2011	1,0	57	1,0	57	Сталь	Подвальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
	Пионерская, 10							
концессионные сети	ТВ-10-1 - ТК-12	2011	17,0	89	17,0	89	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-12 - Ввод в ул. Пионерская, 14	2011	8,0	57	8,0	57	ПИ	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в ул. Пионерская, 14 - ж/д ул. Пионерская, 14	2011	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА ТК-11 - ТК-11	2011	1,5	63	1,5	63	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	ТК-11 - Ввод в ул. Садовая, 1 пож. депо	2011	38,5	63	38,5	63	ППР	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в ул. Садовая, 1 пож. депо - ЗА Садовая, 1	2011	2,5	63	2,5	63	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА Садовая, 1 - ГКУ Леноблпожспас (ПЧ №144)	2011	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-5 - ТК-6	2018	15,5	219	15,5	219	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-6 - Ввод в ул. Юбилейная, 5	2011	7,0	89	7,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 5 - ЗА ж/д Юбилейная, 5	2011	1,5	89	1,5	89	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 5 - ж/д ул. Юбилейная, 5	2011	1,0	90	1,0	90	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-6 - ТК-7	2018	38,0	219	38,0	219	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-7 - Ввод в ул. Юбилейная, 3	2011	5,5	89	5,5	89	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 3 - ЗА ж/д Юбилейная, 3	2011	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 3 - ж/д ул. Юбилейная, 3 + встроенные помещения	2011	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-7 - ТК-7а	2011	104,5	159	104,5	159	ПИ	Подземная бесканальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
прочие сети	ЗА 1 ТК-7а - Ввод в маг. "Пятерочка"	2011	79,0	45	79,0	45	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	26 - 25	2011	6,0	63	6,0	50	ППР	Подвальная
прочие сети	25 - ЗА ул. Новостроек, 1	2011	0,5	63	0,5	50	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА ул. Новостроек, 1 - Магазин "Пятерочка"	2011	1,0	63	1,0	50	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-7а - Перемычка ТК-7а	2011	1,0	159	1,0	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	Перемычка ТК-7а - ТК-8	2011	28,0	159	28,0	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-8 - Ввод в ул. Юбилейная, 1	2011	14,5	108	14,5	108	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 1 - ЗА ж/д Юбилейная, 1	2011	2,0	108	2,0	108	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 1 - ж/д ул. Юбилейная, 1	2011	1,0	108	1,0	108	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТК-8 - ТК-8/1	2011	51,0	159	51,0	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-8/1 - Ввод в ул. Юбилейная, 2	2011	3,0	89	3,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 2 - ЗА ж/д Юбилейная, 2	2011	1,5	89	1,5	89	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 2 - ж/д ул. Юбилейная, 2	2011	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-8/1 - Ввод в ул. Юбилейная, 12	2011	53,0	108	53,0	108	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 12 - ЗА ж/д Юбилейная, 12	2011	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 12 - ж/д ул. Юбилейная, 12	2011	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная
ВСЕГО, м, в том числе:			3883,4		3882,4			
концессионные сети			3483,5		3482,5			
прочие сети			399,9		399,9			

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
Котельная № 1 «Ровное». Трубопроводы ГВС Т3/Т4								
прочие сети	Бойлерная ГВС Ровное - Вывод из Бойлерной ГВС	1988	6,0	159			Сталь	Подвальная
концессионные сети	Вывод из Бойлерной ГВС - 1'	2023	1,5	159			ПИ	Надземная
концессионные сети	1' - 2'	2023	7,0	159			ПИ	Надземная
концессионные сети	2' - Ввод в Бойлерная ГВС	2023			1,0	108	ПИ	Надземная
прочие сети	Ввод в Бойлерная ГВС - Бойлерная ГВС Ровное	1988			12,0	159	Сталь	Подвальная
концессионные сети	2' - 3'	2023	67,5	159	67,5	108	ПИ	Надземная
концессионные сети	3' - 4'	2023	4,5	159	4,5	108	ПИ	Надземная
концессионные сети	4' - 5'	2023	23,0	159	23,0	108	ПИ	Надземная
концессионные сети	5' - 6'	2023	22,0	159	22,0	108	ПИ	Надземная
концессионные сети	6' - 7'	2023	19,0	159	19,0	108	ПИ	Надземная
концессионные сети	7' - 8'	2023	11,0	159	11,0	108	ПИ	Подземная канальная
концессионные сети	8' - Компенсатор П-образый №1	2023	68,0	159	68,0	108	ПИ	Надземная
концессионные сети	Компенсатор П-образый №1 - Компенсатор П-образый №2	2023	68,5	159	68,5	108	ПИ	Надземная
концессионные сети	Компенсатор П-образый №2 - 9'	2023	48,5	159	48,5	108	ПИ	Надземная
концессионные сети	9' - Компенсатор П-образый №3	2023	36,0	159	36,0	108	ПИ	Надземная
концессионные сети	Компенсатор П-образый №3 - 10'	2023	51,0	159	51,0	108	ПИ	Надземная
концессионные сети	10' - 11'	2023	15,5	159	15,5	108	ПИ	Подземная канальная
концессионные сети	11' - Ввод в Узел 1	2023	55,5	159	55,5	108	ПИ	Надземная
концессионные сети	Ввод в Узел 1 - Узел №1 ТВ1	2013	1,0	159	1,0	108	ПИ	Надземная
муниципальные сети (не концессионные)	Узел №1 ТВ1 - Вывод 3 из Узла 1	2013	10,0	57	10,0	57	ПИ	Надземная
муниципальные сети (не концессионные)	Вывод 3 из Узла 1 - ТК-1-1	2013	2,5	57	2,5	57	ПИ	Надземная
муниципальные сети (не концессионные)	ЗА 1 ТК-1-1 - 12'	2013	5,0	57	5,0	57	Сталь	Подземная бесканальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
концессионные)								
муниципальные сети (не концессионные)	12' - 13'	2013	23,0	57	23,0	57	Сталь	Надземная
муниципальные сети (не концессионные)	13' - 14'	2013	14,0	57	14,0	57	Сталь	Надземная
муниципальные сети (не концессионные)	14' - 15'	2013	12,0	57	12,0	57	Сталь	Подземная бесканальная
муниципальные сети (не концессионные)	15' - 16'	2013	29,0	57	29,0	57	Сталь	Надземная
муниципальные сети (не концессионные)	16' - Ввод в ул. Пионерская, 1а Школа	2013	185,0	57	185,0	57	Сталь	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в ул. Пионерская, 1а Школа - МОУ "Кузнеченская СОШ" ГВС	2013	61,5	57	61,5	57	Сталь	Подвальная
концессионные сети	Узел №1 ТВ1 - Перемышка Узел №	2013	1,0	159	1,0	108	ПИ	Надземная
концессионные сети	ЗА 1 Узел №1 - Узел №1	2013	5,0	159	5,0	108	ПИ	Надземная
прочие сети	ЗА 2 Узел №1 - Вывод 2 из Узла 1	2011	1,0	63	1,0	50	ППР	Надземная
прочие сети	Вывод 2 из Узла 1 - Ввод в ул. Молодежная, 10а баня	2011	24,0	63	24,0	50	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Молодежная, 10а баня - ЗА Молодежная, 10а	2011	1,0	63	1,0	50	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА Молодежная, 10а - МП "ЖКО" (баня, прачечная) ГВС	2011	1,0	63	1,0	50	ППР	Подвальная
концессионные сети	Узел №1 - Вывод 1 из Узла 1	2013	1,5	159	1,5	108	ПИ	Надземная
концессионные сети	Вывод 1 из Узла 1 - 17'	2013	28,5	159	28,5	108	ПИ	Надземная
концессионные сети	17' - 18'	2013	8,0	159	8,0	108	ПИ	Подземная канальная
концессионные сети	18' - 19'	2013	47,0	159	47,0	108	ПИ	Надземная
концессионные сети	19' - ТК-1	2013	56,0	159	56,0	108	ПИ	Надземная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
концессионные сети	ЗА 1 ТК-1 - Ввод в ул. Молодежная, 8	2013	10,5	25	10,5	25	ППР	Надземная
прочие сети	Ввод в ул. Молодежная, 8 - ж/д ул. Молодежная, 8 ГВС	2013	1,0	25	1,0	25	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-1 - ТК-2	1998	38,5	159	38,5	159	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-2 - ТК-22	2020	43,0	108	43,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-22 - Ввод в ул. Молодежная, 7	2019	11,5	32	11,5	32	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Молодежная, 7 - ж/д ул. Молодежная, 7 ГВС	2019	1,0	32	1,0	32	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-22 - ТК-23	2020	42,0	108	42,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-23 - Ввод в ул. Молодежная, 5	2019	12,5	25	12,5	25	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Молодежная, 5 - ж/д ул. Молодежная, 5 ГВС	2019	1,0	25	1,0	25	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-23 - ТК-24	2020	41,5	108	41,5	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-24 - Ввод в ул. Молодежная, 3	2018	12,0	25	12,0	25	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Молодежная, 3 - ж/д ул. Молодежная, 3 ГВС	2018	1,0	25	1,0	25	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-24 - ЗА 1 ТК-25	2020	15,5	108	15,5	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТК-25 - ТК-27	2020	19,0	108	19,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТК-27 - ТК-28	2020	35,0	108	35,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТК-28 - ТК-28а	2020	36,0	108	36,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТК-28а - ТК-30	2020	35,5	50	35,5	50	ППР	Подземная бесканальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
концессионные сети	ТК-30 - Ввод в ул. Юбилейная, 6а Д/с	2014	36,5	50	36,5	50	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	ЗА 1 Юбилейная, 6а Д/с - МДОУ "Детский сад №11" ГВС	2014	13,5	50	13,5	50	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-28а - ЗА 1 ТК-29	2020	75,5	108	75,5	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-29 - Ввод в ул. Пионерская, 1	2020	7,0	57	7,0	57	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Пионерская, 1 - ЗА ж/д Пионерская, 1	2020	1,0	57	1,0	57	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Пионерская, 1 - ж/д ул. Пионерская, 1 ГВС	2020	1,0	57	1,0	57	Сталь	Подвальная
концессионные сети	Перемычка ТК-29 - ТК-31	2019	13,5	108	13,5	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-31 - Ввод в ул. Ладожская, 5 Общежитие	2019	75,5	57	75,5	57	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Ладожская, 5 Общежитие - Переход с 57 на 25	2019	2,0	57	2,0	57	ПИ	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-31 - Ввод в ул. Пионерская, 3	2019	43,0	57	43,0	57	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	ЗА Ладожская, 5 - Общежитие ГВС	2019	1,0	25	1,0	25	ППР	Подвальная
прочие сети	Ввод в ул. Пионерская, 3 - 20'	2019	2,5	57	2,5	57	ПИ	Подвальная
прочие сети	20' - ЗА ж/д Пионерская, 3	2019	1,0	57	1,0	57	ПИ	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Пионерская, 3 - ж/д ул. Пионерская, 3 ГВС	2019	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-2 - ТК-2а	2018	42,5	159	42,5	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-2а - Ввод в ул. Юбилейная, 9	2019	4,5	57	4,5	57	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 9 - ЗА ж/д Юбилейная, 9	2019	1,5	50	1,5	32	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 9 - ж/д ул. Юбилейная, 9 ГВС	2019	1,0	50	1,0	32	ППР	Подвальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
концессионные сети	ТК-2а - ТК-3	2018	33,5	159	33,5	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-3 - ТК-15	2015	56,0	159	56,0	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-15 - Ввод в ул. Гагарина, 7	2012	9,0	57	9,0	57	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 7 - ЗА ж/д Гагарина, 7	2012	1,0	57	1,0	57	ПИ	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Гагарина, 7 - ж/д ул. Гагарина, 7 ГВС	2012	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-15 - ЗА 1 ТК-16	2012	57,5	159	57,5	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-16 - Ввод в ул. Гагарина, 6	2012	32,5	57	32,5	57	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 6 - ЗА ж/д Гагарина, 6	2012	1,5	57	1,5	57	ПИ	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Гагарина, 6 - ж/д ул. Гагарина, 6 ГВС	2012	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 3 ТК-16 - ТВ-17а	2012	68,5	89	68,5	89	Сталь	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-17 - Ввод в ул. Гагарина, 8	2012	19,0	63	19,0	63	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 8 - ЗА 1 ж/д Гагарина, 8	2012	1,5	63	1,5	63	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 ж/д Гагарина, 8 - Переход с 63/63 на 63/40	2012	2,5	63	2,5	63	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА 2 ж/д Гагарина, 8 - ж/д ул. Гагарина, 8 ГВС	2012	1,0	63	1,0	40	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТВ-17а - Ввод в ул. Юбилейная, 4	2012	21,5	89	21,5	89	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 4 - Переход с 89 на 57	2012	0,5	89	0,5	89	Сталь	Подвальная
прочие сети	Переход с 89 на 57 - ж/д ул. Юбилейная, 4 ГВС	2012	2,0	57	2,0	57	Сталь	Подвальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
концессионные сети	ТК-16 - ТВ-16-1	2015	32,0	159	32,0	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТВ-16-1 - Ввод 1 в ул. Гагарина, 5	2015	15,0	57	15,0	57	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод 1 в ул. Гагарина, 5 - ЗА 1 ж/д Гагарина, 5	2015	0,5	57	0,5	57	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 ж/д Гагарина, 5 - ж/д ул. Гагарина, 5 вв 1 ГВС	2015	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТВ-16-1 - ТВ-16-2	2015	35,5	159	35,5	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТВ-16-2 - Ввод 2 в ул. Гагарина, 5	2015	9,5	57	9,5	57	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод 2 в ул. Гагарина, 5 - ЗА 2 ж/д Гагарина, 5	2015	1,0	57	1,0	57	ПИ	Подвальная
прочие сети	ЗА 2 ж/д Гагарина, 5 - ж/д ул. Гагарина, 5 вв 2 ГВС	2015	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТВ-16-2 - ТК-19	2015	28,0	159	28,0	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 3 ТК-19 - ТВ-19-1	2018	20,0	63	20,0	63	ППР	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТВ-19-1 - Ввод в ул. Гагарина, 3	2018	2,5	63	2,5	63	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 3 - ж/д ул. Гагарина, 3 ГВС	2018	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТВ-19-1 - Ввод в ул. Гагарина, 4	2018	146,5	57	146,5	57	Сталь	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 4 - ЗА ж/д Гагарина, 4	2018	3,0	57	3,0	57	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Гагарина, 4 - ж/д ул. Гагарина, 4 ГВС	2018	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-19 - ЗА 2 ТК-19	2012	1,0	89	1,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-19 - ТК-20	2012	43,0	89	43,0	89	ПИ	Подземная бесканальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
концессионные сети	ЗА 1 ТК-20 - Ввод в ул. Гагарина, 2	2020	9,0	40	9,0	40	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 2 - ЗА ж/д Гагарина, 2	2020	1,5	40	1,5	40	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Гагарина, 2 - ж/д ул. Гагарина, 2 ГВС	2020	1,0	40	1,0	40	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-20 - ТК-21	2007	25,0	159	25,0	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТК-21 - Ввод в ул. Гагарина, 1	2012	2,0	159	2,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Гагарина, 1 - Переход с 159/89 на 57/57	2012	2,0	159	2,0	89	ПИ	Подвальная
прочие сети	Переход с 159/89 на 57/57 - ЗА ж/д Гагарина, 1	2012	1,0	57	1,0	57	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Гагарина, 1 - ж/д ул. Гагарина, 1 ГВС	2012	1,0	57	1,0	57	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-21 - 21'	2012	126,0	89	126,0	89	ПИ	Надземная
концессионные сети	21' - 22'	2012	24,5	89	24,5	89	ПИ	Подземная канальная
концессионные сети	22' - Перемычка Новостроек, 4	2012	0,5	89	0,5	57	ПИ	Надземная
концессионные сети	Перемычка Новостроек, 4 - Ввод в ул. Новостроек, 4	2012	0,5	89	0,5	57	ПИ	Надземная
прочие сети	Ввод в ул. Новостроек, 4 - ЗА ж/д Новостроек, 4	2012	2,0	89	2,0	57	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Новостроек, 4 - ж/д ул. Новостроек, 4 ГВС	2012	1,0	57	1,0	57	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-3 - ТК-4	2018	100,0	159	100,0	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-4 - Ввод в ул. Юбилейная, 7	2018	5,5	57	5,5	57	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 7 - Переход с 57 на 25	2018	0,5	57	0,5	57	ПИ	Подвальная
прочие сети	Переход с 57 на 25 - ЗА ж/д Юбилейная, 7	2018	1,0	25	1,0	25	ППР	Подвальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 7 - ж/д ул. Юбилейная, 7 ГВС	2018	1,0	25	1,0	25	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-4 - ТК-5	2018	34,5	159	34,5	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-5 - ТВ-9	2019	61,5	108	61,5	57	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ТВ-9 - Ввод в ул. Юбилейная, 10	2020	15,5	50	15,5	50	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 10 - ЗА ж/д Юбилейная, 10	2020	1,5	50	1,5	50	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 10 - ж/д ул. Юбилейная, 10 ГВС	2020	1,0	50	1,0	50	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТВ-9 - ТК-9а	2011	40,0	108	40,0	57	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ТК-9а - ТК-10	2011	19,5	108	19,5	108	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ТК-10 - Ввод в ул. Садовая, 3	2011	14,0	25	14,0	25	ППР	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в ул. Садовая, 3 - ж/д ул. Садовая, 3 ГВС	2011	1,0	25	1,0	25	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-10 - ТВ-10-1	2011	21,5	108	21,5	108	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ТВ-10-1 - ТК-13	2011	16,0	57	16,0	57	ПИ	Подземная канальная
концессионные сети	ЗА ТК-13 - Ввод в ул. Пионерская, 12	2011	9,0	25	9,0	25	ППР	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в ул. Пионерская, 12 - ж/д ул. Пионерская, 12 ГВС	2011	1,0	25	1,0	25	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТВ-10-1 - ТК-12	2011	17,0	38	17,0	38	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-12 - Ввод в ул. Пионерская, 14	2011	8,0	32	8,0	32	ППР	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в ул. Пионерская, 14 - ж/д ул. Пионерская, 14 ГВС	2011	1,0	32	1,0	32	Сталь	Подвальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
концессионные сети	ЗА 1 ТК-5 - ЗА 1 ТК-7	2018	54,5	159	54,5	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-7 - ТК-7а	2011	104,0	159	104,0	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТК-7а - Перемычка ТК-7а	2011	1,5	159	1,5	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	Перемычка ТК-7а - ТК-8	2011	27,5	159	27,5	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-8 - Ввод в ул. Юбилейная, 1	2011	14,5	75	14,5	75	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 1 - ЗА ж/д Юбилейная, 1	2011	2,0	75	2,0	75	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 1 - ж/д ул. Юбилейная, 1 ГВС	2011	1,0	75	1,0	75	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-8 - ТК-8/1	2011	51,5	159	51,5	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-8/1 - Ввод в ул. Юбилейная, 2	2011	3,0	89	3,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 2 - ЗА ж/д Юбилейная, 2	2011	2,5	89	2,5	89	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 2 - ж/д ул. Юбилейная, 2 ГВС	2011	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-8/1 - Ввод в ул. Юбилейная, 12	2011	52,5	89	52,5	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	Ввод в ул. Юбилейная, 12 - ТВ ул. Юбилейная, 12	2011	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТВ ул. Юбилейная, 12 - ЗА ж/д Юбилейная, 12	2011	0,5	50	0,5	50	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 12 - ж/д ул. Юбилейная, 12 ГВС	2011	1,0	50	1,0	50	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТВ ул. Юбилейная, 12 - ЗА 1 ТС ул. Юбилейная, 12	2011	0,5	57	0,5	57	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТС ул. Юбилейная, 12 - 23'	2011	62,5	50	62,5	50	ППР	Подвальная
концессионные сети	23' - ЗА 2 ТС ул. Юбилейная, 12	2011	2,5	50	2,5	57	ППР/Сталь	Подвальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный (циркуляционный) трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
концессионные сети	ЗА 2 ТС ул. Юбилейная, 12 - Вывод из ул. Юбилейная, 12	2011	3,0	57	3,0	57	Сталь	Подвальная
концессионные сети	Вывод из ул. Юбилейная, 12 - Ввод в ул. Юбилейная, 11	2011	17,0	57	17,0	57	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Юбилейная, 11 - ЗА ж/д Юбилейная, 11	2011	6,0	57	6,0	57	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА ж/д Юбилейная, 11 - ж/д ул. Юбилейная, 11 ГВС	2011	1,0	57	1,0	57	Сталь	Подвальная
ВСЕГО, м, в том числе:			3330,0		3328,5			
концессионные сети			2873,0		2865,5			
муниципальные сети (не концессионные)			280,5		280,5			
прочие сети			176,5		182,5			
ИТОГО сети системы отопления и системы ГВС, м, в том числе:			7213,4		7210,9			
концессионные сети			6356,5		6348,0			
муниципальные сети (не концессионные)			280,5		280,5			
прочие сети			576,4		582,4			

Таблица 1.18 – Характеристика трубопроводов тепловой сети от котельной № 2 «КНИ» (по состоянию на 2026 год)

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
прочие сети	Котельная КНИ - Вывод из котельной КНИ	2003	6,0	219	6,0	219	Сталь	Подвальная
концессионные сети	Вывод из котельной КНИ - ТК-1	2003	12,0	219	12,0	219	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-1 - ТК-2	2012	94,0	219	94,0	219	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-2 - Ввод в Приозерское ш. 7	2017	113,0	108	113,0	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	Ввод в Приозерское ш. 7 - ТВ-2а-1	2017	1,0	108	1,0	108	Сталь	Подвальная
прочие сети	ТВ-2а-1 - Переход с 108 на 57	2017	2,0	108	2,0	108	Сталь	Подвальная
прочие сети	Переход с 108 на 57 - ЗА 2 ж/д Приозерское ш. 7	2017	0,5	57	0,5	57	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА 2 ж/д Приозерское ш. 7 - ж/д Приозерское ш. 7	2017	1,0	50	1,0	50	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТВ-2а-1 - ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 7	2017	1,0	108	1,0	108	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 7 - Вывод из Приозерское ш. 7	2017	20,0	108	20,0	108	ПИ	Подвальная
концессионные сети	Вывод из Приозерское ш. 7 - ТК-2а	2017	3,5	108	3,5	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-2а - Ввод в Приозерское ш. 9	2017	23,5	76	23,5	76	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	Ввод в Приозерское ш. 9 - ТВ-2а-2	2017	15,0	76	15,0	76	ПИ	Подвальная
прочие сети	ТВ-2а-2 - ЗА 2 ж/д Приозерское ш. 9	2017	0,5	57	0,5	57	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА 2 ж/д Приозерское ш. 9 - ж/д Приозерское ш. 9	2017	4,0	63	4,0	63	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТВ-2а-2 - ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 9	2017	1,5	76	1,5	76	ПИ	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 9 - Вывод из Приозерское ш. 9	2017	23,0	57	23,0	57	ПИ	Подвальная
концессионные сети	Вывод из Приозерское ш. 9 - ТВ-2а-3	2017	21,5	57	21,5	57	ПИ	Подземная бесканальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
концессионные сети	ТВ-2а-3 - Ввод в Приозерское ш. 13	2017	2,5	38	2,5	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 13 - ж/д Приозерское ш. 13	2017	1,0	38	1,0	38	ПИ	Подвальная
концессионные сети	ТВ-2а-3 - Ввод в Приозерское ш. 15	2017	35,5	38	35,5	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 15 - ж/д Приозерское ш. 15	2017	1,0	38	1,0	38	ПИ	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-2а - Ввод в Приозерское ш. 17	2017	51,5	108	51,5	108	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 17 - ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 17	2017	2,0	108	2,0	108	ПИ	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 17 - ж/д Приозерское ш. 17	2017	1,0	90	1,0	90	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-2 - ТК-3	2013	4,0	219	4,0	219	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-3 - Ввод в Приозерское ш. 5	2017	17,0	108	17,0	108	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 5 - ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 5	2017	2,5	108	2,5	108	ПИ	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 5 - ж/д Приозерское ш. 5	2017	1,0	90	1,0	90	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-3 - ТВ ТК-4	1989	52,0	219	52,0	219	Сталь	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТВ ТК-4 - ЗА 2 ТК-4	2014	2,5	57	2,5	57	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-4 - Ввод в Приозерское ш. 3	2014	12,0	63	12,0	63	ППР	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 3 - ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 3	2014	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 3 - Столовая-общепитие	2014	1,0	50	1,0	50	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТВ ТК-4 - ТК-4	1989	1,5	219	1,5	219	Сталь	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-4 - Ввод в Приозерское ш.	1987	50,0	108	50,0	108	Сталь	Подземная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
	11							канальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 11 - ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 11	1987	1,0	76	1,0	76	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 11 - ж/д Приозерское ш. 11	1987	1,0	90	1,0	90	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-4 - ТК-5	2016	38,0	159	38,0	159	Сталь	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-5 - Переход с 57 на 50	2016	86,0	57	86,0	57	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	Переход с 57 на 50 - ЗА 1 Приозерское ш. 1	2016	1,0	50	1,0	50	ППР	Подземная канальная
концессионные сети	ЗА 1 Приозерское ш. 1 - Ввод в Приозерское ш. 1	2016	1,0	57	1,0	57	Сталь	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 1 - ж/д Приозерское ш. 1 + встроенные помещения	2016	1,0	57	1,0	57	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТК-5 - ТВ-5а	2016	74,0	159	74,0	159	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ТВ-5а - ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 20	2006	1,5	32	1,5	32	ППР	Подземная канальная
концессионные сети	ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 20 - Ввод в Приозерское ш. 20	2006	6,5	32	6,5	32	ППР	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 20 - ж/д Приозерское ш. 20	2006	1,0	32	1,0	32	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТВ-5а - ТК-6	2016	10,0	159	10,0	159	Сталь	Подземная канальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-6 - ТВ-6-1	2009	10,0	75	10,0	75	ППР	Подземная канальная
концессионные сети	ЗА 1 ж/д ул. Центральная, 5а - Ввод в ул. Центральная, 5а	2020	12,0	32	12,0	32	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Центральная, 5а - ж/д ул. Центральная, 5а	2020	1,0	32	1,0	32	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТВ-6-1 - ТК-19	2009	29,0	75	29,0	75	ППР	Подземная канальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-19 - Ввод 2 в ул.	2020	13,5	40	13,5	40	ППР	Подземная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
	Центральная, 5							бесканальная
прочие сети	Ввод 2 в ул. Центральная, 5 - ж/д ул. Центральная, 5 вв 2	2020	1,0	40	1,0	40	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-19 - Ввод 1 в ул. Центральная, 5	2020	3,5	32	3,5	32	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод 1 в ул. Центральная, 5 - ж/д ул. Центральная, 5 вв 1	2020	1,0	40	1,0	40	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 3 ТК-19 - Ввод в ул. Центральная, 7	2020	19,0	40	19,0	40	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Центральная, 7 - ж/д ул. Центральная, 7	2020	1,0	40	1,0	40	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-19 - Переход с 75 на 63	2020	16,0	75	16,0	75	ППР	Подземная канальная
концессионные сети	Переход с 75 на 63 - ЗА 1 ТК-20	2020	23,0	63	23,0	63	ППР	Подземная канальная
концессионные сети	ТК-20 - Ввод в ул. Центральная, 14	2020	23,0	38	23,0	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Центральная, 14 - ж/д ул. Центральная, 14	2020	1,0	38	1,0	38	ПИ	Подвальная
концессионные сети	ТК-20 - ТВ-20а	2020	33,0	45	33,0	45	ПИ	Подземная канальная
концессионные сети	ТВ-20а - Ввод в ул. Центральная, 10	2020	26,5	38	26,5	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Центральная, 10 - ж/д ул. Центральная, 10	2020	1,0	38	1,0	38	ПИ	Подвальная
концессионные сети	ТВ-20а - Переход с 45 на 38	2020	22,5	45	22,5	45	ПИ	Подземная канальная
концессионные сети	Переход с 45 на 38 - Ввод в ул. Центральная, 12	2020	6,0	38	6,0	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Центральная, 12 - ж/д ул. Центральная, 12	2020	1,0	38	1,0	38	ПИ	Подвальная
концессионные сети	ЗА 3 ТК-6 - ТВ-14	2016	37,0	108	37,0	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТВ-14 - Ввод в Приозерское ш. 22	2016	12,0	38	12,0	38	ПИ	Подземная бесканальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 22 - ж/д Приозерское ш. 22	2016	1,0	38	1,0	38	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТВ-14 - Ввод в ул. Центральная, 7а	2016	12,0	38	12,0	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Центральная, 7а - ж/д ул. Центральная, 7а	2016	1,0	38	1,0	38	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТВ-14 - ТВ-15	2016	60,0	89	60,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТВ-15 - Ввод в Приозерское ш. 24	2016	12,0	38	12,0	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 24 - ж/д Приозерское ш. 24	2016	1,0	38	1,0	38	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТВ-15 - ТВ-15-1	2016	27,5	57	27,5	57	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТВ-15-1 - Ввод в ул. Центральная, 9а	2016	4,5	38	4,5	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Центральная, 9а - ж/д ул. Центральная, 9а	2016	1,0	38	1,0	38	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТВ-15-1 - Ввод в ул. Центральная, 9	2016	32,0	38	32,0	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Центральная, 9 - ж/д ул. Центральная, 9	2016	1,0	38	1,0	38	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТВ-15 - ТК-16	2016	26,5	89	26,5	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-16 - Ввод в Приозерское ш. 26	2016	6,0	32	6,0	32	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 26 - ж/д Приозерское ш. 26	2016	1,0	32	1,0	32	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-16 - ТВ-16-1	2016	18,0	57	18,0	57	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТВ-16-1 - Ввод в ул. Центральная, 11а	2016	4,0	38	4,0	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Центральная, 11а - ж/д ул. Центральная, 11а	2016	1,0	38	1,0	38	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТВ-16-1 - Ввод в ул. Центральная,	2016	31,0	38	31,0	38	ПИ	Подземная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
	11							бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Центральная, 11 - ж/д ул. Центральная, 11	2016	1,0	38	1,0	38	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТК-16 - ТК-17	2016	73,0	89	73,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-17 - Ввод в ул. Центральная, 13	2016	12,0	38	12,0	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Центральная, 13 - ж/д ул. Центральная, 13	2016	1,0	38	1,0	38	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-17 - Ввод в Приозерское ш. 28	2016	18,5	38	18,5	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 28 - ж/д Приозерское ш. 28	2016	1,0	38	1,0	38	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТК-17 - ТК-18	2016	33,0	89	33,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТК-18 - Ввод в ул. Центральная, 15	2016	12,0	40	12,0	40	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Центральная, 15 - ж/д ул. Центральная, 15	2016	1,0	40	1,0	40	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-18 - Ввод в Приозерское ш. 30	2016	23,0	32	23,0	32	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 30 - ж/д Приозерское ш. 30	2016	1,0	32	1,0	32	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-18 - Ввод в ул. Центральная, 17	2016	21,0	40	21,0	40	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Центральная, 17 - ж/д ул. Центральная, 17	2016	1,0	40	1,0	40	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-6 - ТК-8	2006	78,0	159	78,0	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-8 - Ввод в Приозерское ш. 18	2015	16,0	57	16,0	57	ПИ	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 18 - ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 18	2015	13,0	57	13,0	57	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 18 - ж/д Приозерское ш. 18	2015	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
концессионные сети	ТК-8 - ТК-9	2006	49,5	159	49,5	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-9 - Ввод в Приозерское ш. 16	2016	36,0	40	36,0	40	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 16 - ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 16	2016	1,5	40	1,5	40	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 16 - ж/д Приозерское ш. 16	2016	1,0	40	1,0	40	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-9 - ТК-9-1	2015	25,0	50	25,0	50	ППР	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-9-1 - Ввод в Приозерское ш. 14	2016	25,0	40	25,0	40	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 14 - Перемычка Приозерское ш. 14	2016	0,5	40	0,5	40	ППР	Подвальная
прочие сети	Перемычка Приозерское ш. 14 - ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 14	2016	0,5	40	0,5	40	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 14 - ж/д Приозерское ш. 14	2016	1,0	40	1,0	40	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-9-1 - ТК-9-2	2007	43,0	50	43,0	50	ППР	Подземная канальная
концессионные сети	ТК-9-2 - Переход с 50 на 63	2007	0,5	50	0,5	50	ППР	Подземная канальная
концессионные сети	Переход с 50 на 63 - Ввод в Приозерское ш. 23	2007	35,0	63	35,0	63	ППР	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 23 - ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 23	2007	1,0	63	1,0	63	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 23 - ж/д Приозерское ш. 23	2007	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-9-2 - Переход с 50 на 89	2007	0,5	50	0,5	50	ППР	Подземная канальная
концессионные сети	Переход с 50 на 89 - Ввод в Приозерское ш. 21	2007	16,0	89	16,0	89	ПИ	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 21 - ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 21	2007	14,5	38	14,5	38	ППР	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 21 - ж/д	2007	1,0	75	1,0	75	ППР	Подвальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
	Приозерское ш. 21							
концессионные сети	ТК-9 - ТК-10а	2020	39,0	159	39,0	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-10а - Ввод в ул. Центральная, 1 аптека	2006	10,0	40	10,0	40	ППР	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в ул. Центральная, 1 аптека - ж/д ул. Центральная, 1	2006	1,0	40	1,0	40	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-10а - ТК-10	2020	62,0	159	62,0	159	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	ЗА 1 ТК-10 - Ввод в Приозерское ш. 12	2005	10,0	50	10,0	50	ППР	Подземная канальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 12 - ЗАО "ЛРС-Базовые" общежитие	2005	1,0	50	1,0	50	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-10 - Ввод в ул. Центральная, 6	2016	61,0	50	61,0	50	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Центральная, 6 - ж/д ул. Центральная, 6	2016	1,0	50	1,0	50	ППР	Подвальная
концессионные сети	ТК-10 - Переход с 159 на 133	2020	46,0	159	46,0	159	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	Переход с 159 на 133 - ТК-12-1	2020	56,0	133	56,0	133	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-12-1 - Ввод в Приозерское ш. 10а "Алмаз"	2020	37,0	89	37,0	89	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 10а "Алмаз" - МУК КСЦ "Юбилейный" (спортзал "Алмаз"+квартира)	2020	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТК-12-1 - ТК-12	2020	83,0	133	83,0	133	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-12 - Ввод 1 в Приозерское ш. 8а	2012	18,5	32	18,5	32	ППР	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод 1 в Приозерское ш. 8а - ж/д Приозерское ш. 8 вв1	2012	1,0	32	1,0	32	ППР	Подвальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-12 - ТВ-12	2012	56,5	63	56,5	63	ППР	Подземная бесканальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
концессионные сети	ТВ-12 - Ввод 2 в Приозерское ш. 8а в2	2012	6,0	38	6,0	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод 2 в Приозерское ш. 8а в2 - ж/д Приозерское ш. 8 вв2	2012	1,0	38	1,0	38	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТВ-12 - Ввод в ул. Железнодорожная, 4	2012	10,0	38	10,0	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в ул. Железнодорожная, 4 - ж/д ул. Железнодорожная, 4	2012	1,0	38	1,0	38	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ЗА 3 ТК-12 - ТВ-12а	2012	28,0	63	28,0	63	ППР	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТВ-12а - Ввод в Приозерское ш. 6б	2012	9,0	38	9,0	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 6б - ж/д Приозерское ш. 6б	2012	1,0	38	1,0	38	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТВ-12а - ТВ-12-1	2012	39,5	57	39,5	57	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ТВ-12-1 - Ввод в Приозерское ш. 6а	2020	10,0	38	10,0	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 6а - ж/д Приозерское ш. 6а	2020	1,0	38	1,0	38	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТВ-12-1 - Ввод в Приозерское ш. 8	2012	10,0	38	10,0	38	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 8 - ж/д Приозерское ш. 8а	2012	1,0	38	1,0	38	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ТК-12 - ТК-13	2020	76,0	108	76,0	108	ПИ	Подземная бесканальная
концессионные сети	ЗА 1 ТК-13 - Ввод в Приозерское ш. 6	2020	10,0	108	10,0	108	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 6 - ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 6	2020	1,0	108	1,0	108	Сталь	Подвальная
прочие сети	ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 6 - ж/д Приозерское ш. 6	2020	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная
концессионные сети	ЗА 2 ТК-13 - Ввод в Приозерское ш. 4	2020	54,0	108	54,0	108	ПИ	Подземная бесканальная
прочие сети	Ввод в Приозерское ш. 4 - ЗА 1 ж/д	2020	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная

Балансодержатель	Наименование участка	Год прокладки	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Материал	Вид прокладки тепловой сети
			Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм		
	Приозерское ш. 4							
прочие сети	ЗА 1 ж/д Приозерское ш. 4 - ж/д Приозерское ш. 4	2020	1,0	89	1,0	89	Сталь	Подвальная
ВСЕГО, м, в том числе:			2642,0		2642,0			
концессионные сети			2533,5		2533,5			
прочие сети			108,5		108,5			

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

Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры, установленной в тепловых камерах, приведено в таблице 1.19.

Таблица 1.19 Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры, установленной в тепловых камерах

Номер камеры	Задвижки					Компенса- торы		Дренажная арматура		Воздушники	
	условный диаметр, мм	Количество (шт.)									
		чугунных	стальных								
			с ручным приводом	с электро- приводом	с гидропри- водом	условный диаметр, мм	количество, шт.	условный диаметр, мм	количество, шт.	условный диаметр, мм	количество, шт.
Тепловые сети от котельной № 1 «Ровное»											
Насосная (т/с)	зтв 250	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	зтв 200	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	зтв 150	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Точка Н1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25	2
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25	2
Узел №1	кш 250	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-
	кш 150	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 100	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	зтв 80	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 40	-	2	-	-	-	-	20	2	-	-
ТК-1-1	кш 125	-	2	-	-	-	-	89	2	25	2
ТК-1	зтв 50	-	4	-	-	-	-	-	-	20	2
	кш 30	-	2	-	-	-	-	-	-	25	2
ТК-2	кш 150	-	2	-	-	-	-	25	2	25	2
	кш 100	-	1	-	-	-	-	25	2	25	1
	кш 80	-	1	-	-	-	-	25	1	25	1
	кш 50	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
ТК-2а	кш 80	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 50	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
ТК-3	кш 250	-	2	-	-	-	-	20	2	-	-
	кш 200	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 150	-	1	-	-	-	-	20	1	-	-
ТК-4	кш 80	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 50	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
ТК-5	кш 200	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 150	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	зтв 100	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 100	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 50	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
ТК-6	кш 80	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
ТК-7	кш 150	-	3	-	-	-	-	25	2	-	-
	кш 100	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 80	-	2	-	-	-	-	40	2	-	-
ТК-7а	кш 50	-	2	-	-	-	-	89	2	-	-
	кш 40	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
ТК-8	кш 100	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 80	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
ТК-9	кш 80	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 32	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
ТК-9а	кш 100	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
ТК-10	кш 50	-	2	-	-	-	-	20	2	-	-
	кш 20	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 1.19.

Номер камеры	Задвижки					Компенса- торы		Дренажная арматура		Воздушники	
	условный диаметр, мм	чугунных	Количество (шт.)								
			стальных								
			с ручным приводом	с электро- приводом	с гидропри- водом						
TK-11	кш 50	-	2	-	-	-	-	20	2	-	-
TK-12	кш 50	-	4	-	-	-	-	20	4	-	-
	кш 25	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
TK-13	кш 50	-	2	-	-	-	-	25	2	-	-
	кш 25	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
TK-14	кш 100	-	2	-	-	-	-	20	2	-	-
	кш 50	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
TK-15	кш 80	-	4	-	-	-	-	32	2	20	2
	кш 50	-	2	-	-	-	-	20	2	-	-
TK-16	кш 200	-	2	-	-	-	-	20	4	-	-
	кш 150	-	1	-	-	-	-	20	1	-	-
	кш 100	-	5	-	-	-	-	20	2	20	2
	зтв 80	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 50	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
TK-17	кш 80	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 50	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
TK-19	кш 80	-	4	-	-	-	-	20	2	-	-
	зтв 150	-	2	-	-	-	-	32	2	-	-
	кш 50	-	3	-	-	-	-	20	2	20	2
	зтв 80	-	2	-	-	-	-	20	2	20	2
TK-20	зтв 80	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 80	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	зтв 50	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-
TK-21	кш 150	-	2	-	-	-	-	-	-	20	2
	кш 80	-	2	-	-	-	-	-	-	20	2
TK-22	кш 50	-	2	-	-	-	-	20	2	20	2
	кш 50	-	2	-	-	-	-	32	2	20	2
TK-23	кш 50	-	4	-	-	-	-	20	2	20	2
								32	2	20	2
TK-24	кш 50	-	4	-	-	-	-	20	2	20	2
								20	2	20	2
TK-25	кш 150	-	2	-	-	-	-	20	4	20	4
	кш 100	-	1	-	-	-	-	20	2	20	2
	кш 80	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 50	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
TK-27	кш 50	-	2	-	-	-	-	20	4	20	4
TK-28	кш 50	-	4	-	-	-	-	20	4	20	4
TK-28a	кш 150	-	2	-	-	-	-	20	4	20	4
	кш 100	-	1	-	-	-	-	20	2	-	-
	кш 80	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 90	-	2	-	-	-	-	32	2	-	-
	кш 50	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
TK-29	кш 150	-	2	-	-	-	-	25	4	20	4
	кш 80	-	4	-	-	-	-	20	2	20	2
	кш 50	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 50 (перемычка.)	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
TK-30	кш 60	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
TK-31	кш 100	-	2	-	-	-	-	25	-	-	-
	кш 80	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 50	-	4	-	-	-	-	25	4	20	4

Продолжение таблицы 1.19.

Номер камеры	Задвижки					Компенса- торы		Дренажная арматура		Воздушники	
	условный диаметр, мм	Количество (шт.)									
		чугунных	стальных								
			с ручным приводом	с электро- приводом	с гидропри- водом						
условный диаметр, мм	количество, шт.	условный диаметр, мм	количество, шт.	условный диаметр, мм	количество, шт.	условный диаметр, мм	количество, шт.				
Тепловые сети от котельной № 2 «КНИ»											
ТК-1	кш 200	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
КТ-2	кш 200	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 100	-	2	-	-	-	-	-	-	20	2
ТК-2a	кш 100	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 65	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
КТ-3	кш 100	-	2	-	-	-	-	-	-	20	2
КТ-4	кш 80	-	2	-	-	-	-	-	-	20	2
	зтв 50	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
КТ-5	кш 50	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
КТ-6	кш 150	-	2	-	-	-	-	20	4	-	-
	кш 100	-	4	-	-	-	-	20	2	-	-
КТ-8	зтв 50	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
КТ-9	кш 150	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 50	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 40	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
КТ-9-1	кш 40	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
КТ-9-2	кш 50	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
КТ-10	кш 50	-	4	-	-	-	-	32	2	20	2
КТ-10a	кш 32	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
КТ-12	кш 50	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-
КТ-12-1	кш 80	-	2	-	-	-	-	20	2	20	2
КТ-13	кш 100	-	4	-	-	-	-	20	2	20	2
ТВ-14*	кш 32	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
ТВ-15*	кш 32	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
ТК-16	кш 32	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
	кш 50	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
ТВ-17*	кш 32	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-
ТК-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТК-19	кш 32	-	6	-	-	-	-	20	4	-	-
ТК-20	кш 80	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Примечание											
Тепловые камеры № 7 и № 11 от котельной № 2 «КНИ» – демонтированы.											
* Врезки сделаны и засыпаны грунтом.											

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

Информация по конструктивным параметрам тепловых камер приведена в таблице 1.20.

Таблица 1.20 Информация по конструктивным параметрам тепловых камер

Номер камеры	Внутренние размеры, мм			Толщина, стенки, мм	Конструкц ия перекрыти я	Наличие гидроизоля ции	Наличие дренажа (выпуска)	Материал стенки
	высота	длина	ширина					
Тепловые сети от котельной № 1 (мкр. Ровное)								
Узел № 1	4500	9000	5800	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-1-1	2500	4300	4300	150	плиты	нет	нет	ж/б
ТК-1	2500	3000	2500	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-2	2500	5000	4000	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-2а	1700	диаметр		2200	плиты	нет	нет	ж/б, кирпич
ТК-3	2500	3000	3000	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-4	1600	диаметр		2200	плиты	нет	нет	ж/б, кирпич
ТК-5	1250	3800	2300	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-6	1050	2100	2100	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-7	1500	2150	2050	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-7а	800	1700	1700	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-8	1500	2700	2050	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-9	1800	диаметр		1100	плиты	нет	нет	ж/б
ТК-9а	500	1500	1000	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-10	800	1300	1000	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-11	1000	1300	1000	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-12	1000	1300	1300	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-13	1000	1500	1200	150	плиты	нет	нет	ж/б
ТК-14	1500	1500	1500	150	плиты	нет	нет	ж/б
ТК-15	1600	2300	2000	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-16	1800	2900	2700	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-17	1100	1100	1000	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-19	1800	2700	2700	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-20	1400	2700	2700	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-21	1500	1700	1700	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-22	2200	2900	2750	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-23	2200	2900	2750	150	плиты	нет	нет	ж/б
ТК-24	2200	2900	2750	150	плиты	нет	нет	ж/б
ТК-25	2200	2900	2750	150	плиты	нет	нет	ж/б
ТК-27	2200	2900	2750	150	плиты	нет	нет	ж/б
ТК-28	2200	2900	2750	150	плиты	нет	нет	ж/б
ТК-28а	2200	2900	2750	150	плиты	нет	нет	ж/б
ТК-29	2200	2100	2100	150	плиты	нет	нет	ж/б
ТК-30	1000	Ø 1100		80	плиты	нет	нет	ж/б
ТК-31	2200	2100	2100	150	плиты	нет	нет	ж/б
Тепловые сети от котельной № 2 (мкр. КНИ)								
ТК-1	2500	3000	2500	120	плиты	нет	нет	кирпич
КТ-2	1800	Ø 1600		80	плиты	нет	нет	ж/б
ТК-2а	на момент обследования доступа к камере не было							
КТ-3	1800	Ø 1600		80	плиты	нет	нет	ж/б
КТ-4	1800	2300	2300	120	плиты	нет	нет	кирпич
КТ-5	1600	Ø 1100		80	плиты	нет	нет	ж/б
КТ-6	2500	3000	2500	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-8	1900	Ø 1100		80	плиты	нет	нет	ж/б
КТ-9	1600	2600	2300	120	плиты	нет	нет	кирпич
КТ-9-1	1600	Ø 1100		80	плиты	нет	нет	ж/б
КТ-9-2	1000	Ø 650		80	плиты	нет	нет	ж/б
КТ-10	1300	Ø 1600		80	плиты	нет	нет	ж/б

КТ-10а	1200	Ø 1700	80	плиты	нет	нет	ж/б
--------	------	--------	----	-------	-----	-----	-----

Продолжение таблицы 1.20.

продолжение таблицы № 2.

Номер камеры	Внутренние размеры, мм			Толщина, стенки, мм	Конструкц ия перекрыти я	Наличие гидроизоля ции	Наличие дренажа (выпуска)	Материал стенки
	высота	длина	ширина					
КТ-12	1200	Ø 1400		80	плиты	нет	нет	ж/б
КТ-12-1	1200	Ø 1400		80	плиты	нет	нет	ж/б
КТ-13	1200	Ø 1400		80	плиты	нет	нет	ж/б
ТВ-14	врезки сделаны и засыпаны грунтом							
ТВ-15	врезки сделаны и засыпаны грунтом							
ТК-16	1800	Ø 1400		80	плиты	нет	нет	ж/б
ТВ-17	врезки сделаны и засыпаны грунтом							
ТК-18	1800	Ø 1400		80	плиты	нет	нет	ж/б
ТК-19	1800	2000	1200	120	плиты	нет	нет	кирпич
ТК-20	900	2000	2000	150	плиты	нет	нет	ж/б
Примечание: Тепловые камеры № 7 и № 11 от котельной № 2 «КНИ» – демонтированы.								

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

Утвержденные температурные графики котельных (котельная № 1 «Ровное», котельная № 2 «КНИ») – 95/70 °С (приведены в п. 1.2.7).

Регулирование отпуска тепловой энергии в теплую сеть от источников – качественное, основанное на изменении температуры воды в прямом трубопроводе при постоянном расходе в зависимости от температуры наружного воздуха.

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

Приборы учёта тепловой энергии на источниках теплоснабжения отсутствуют.

Фактические температурные режимы отпуска тепла котельными № 1 «Ровное» и № 2 «КНИ») п.г.т. Кузнечное соответствуют графику регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети (приведены в п. 1.2.7).

1.3.8 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

При разработке электронной модели системы теплоснабжения использован программный расчетный комплекс ГИС Zulu Thermo версии 10.0.

Электронная модель используется в качестве основного инструментария для проведения теплогидравлических расчетов для различных сценариев развития системы теплоснабжения Кузнечинского городского поселения.

Пакет ГИС Zulu Thermo версии 10.0 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.

Выборочные расчетные пьезометрические графики тепловой сети от котельных до тупиковых наиболее удаленных потребителей представлены на рисунках 1.3 – 1.8 (фактический режим работы тепловых сетей системы отопления, перспектива – при строительстве новой котельной).

В электронной модели возможно провести гидравлическую оценку теплоснабжения потребителей при различных сценариях развития ситуации, путем открытия/закрытия секционирующих задвижек, моделирования возникновения аварийной ситуации на тепловой сети, также возможно провести гидравлический расчет при прокладке новых участков теплосетей, строительства перемычек для увеличения надежности теплоснабжения потребителей и обеспечения перспективных потребителей тепловой энергией в полном объеме.

На пьезометрическом графике отображаются:

- линия давления в подающем трубопроводе красным цветом;
- линия давления в обратном трубопроводе синим цветом;
- линия поверхности земли.

Оценка обеспеченности потребителей расчетным количеством теплоносителя и тепловой энергии, и гидравлических режимов тепловых сетей проводится на основе гидравлических расчетов тепловых сетей.

Существующая схема тепловых сетей п.г.т. Кузнечное позволяет осуществлять достаточно равномерное распределение теплоносителя по всем основным потребителям с учетом подключенных нагрузок, что подтверждается гидравлическими расчетами, выполненными с помощью программного обеспечения Zulu Thermo 10.0 компании ООО «Политерм».

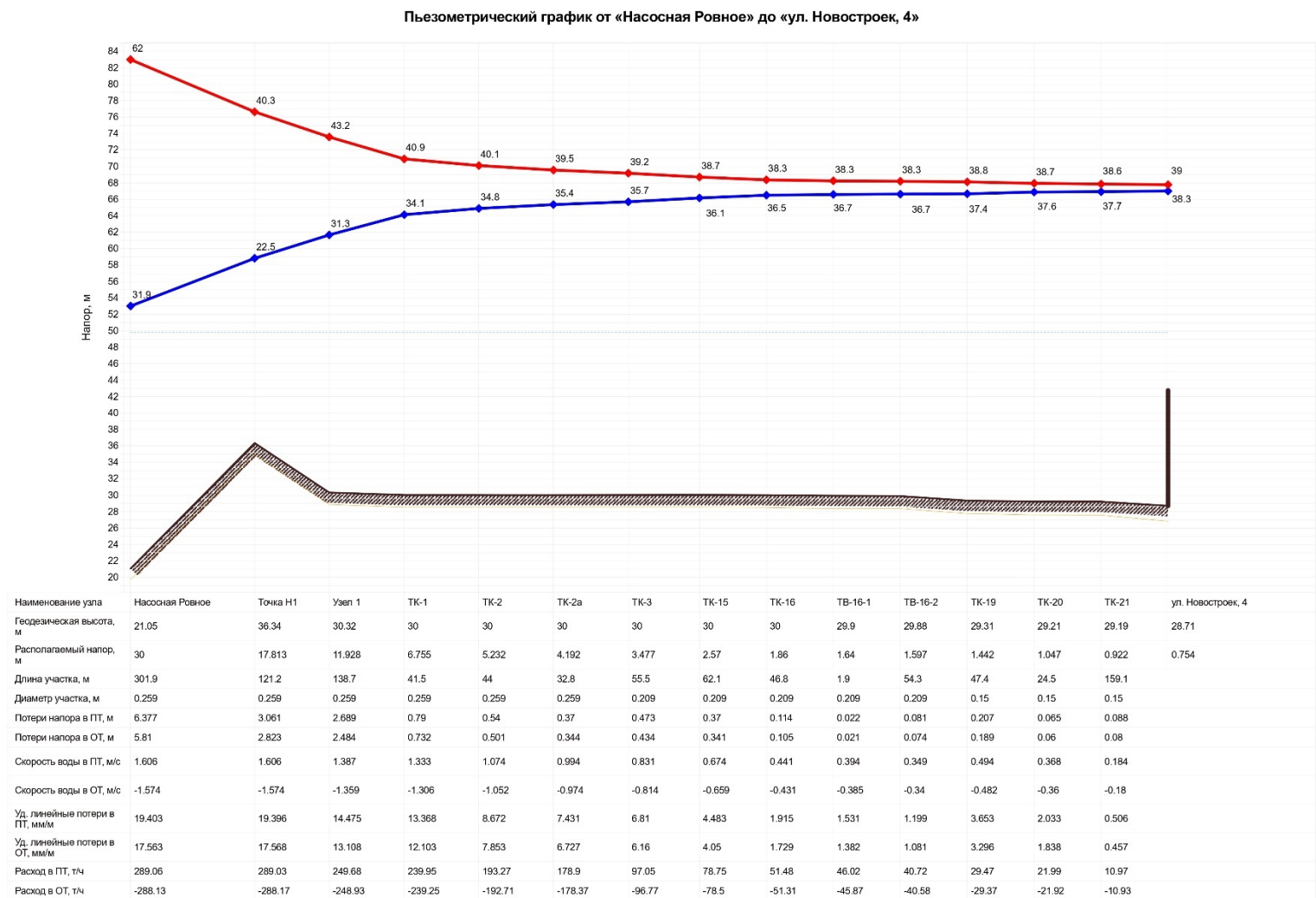


Рисунок 1.3 – Пьезометрический график от котельной № 1 «Ровное», участок от «Насосной» до потребителя ул. Новостроек, 4 (фактический режим работы тепловых сетей)

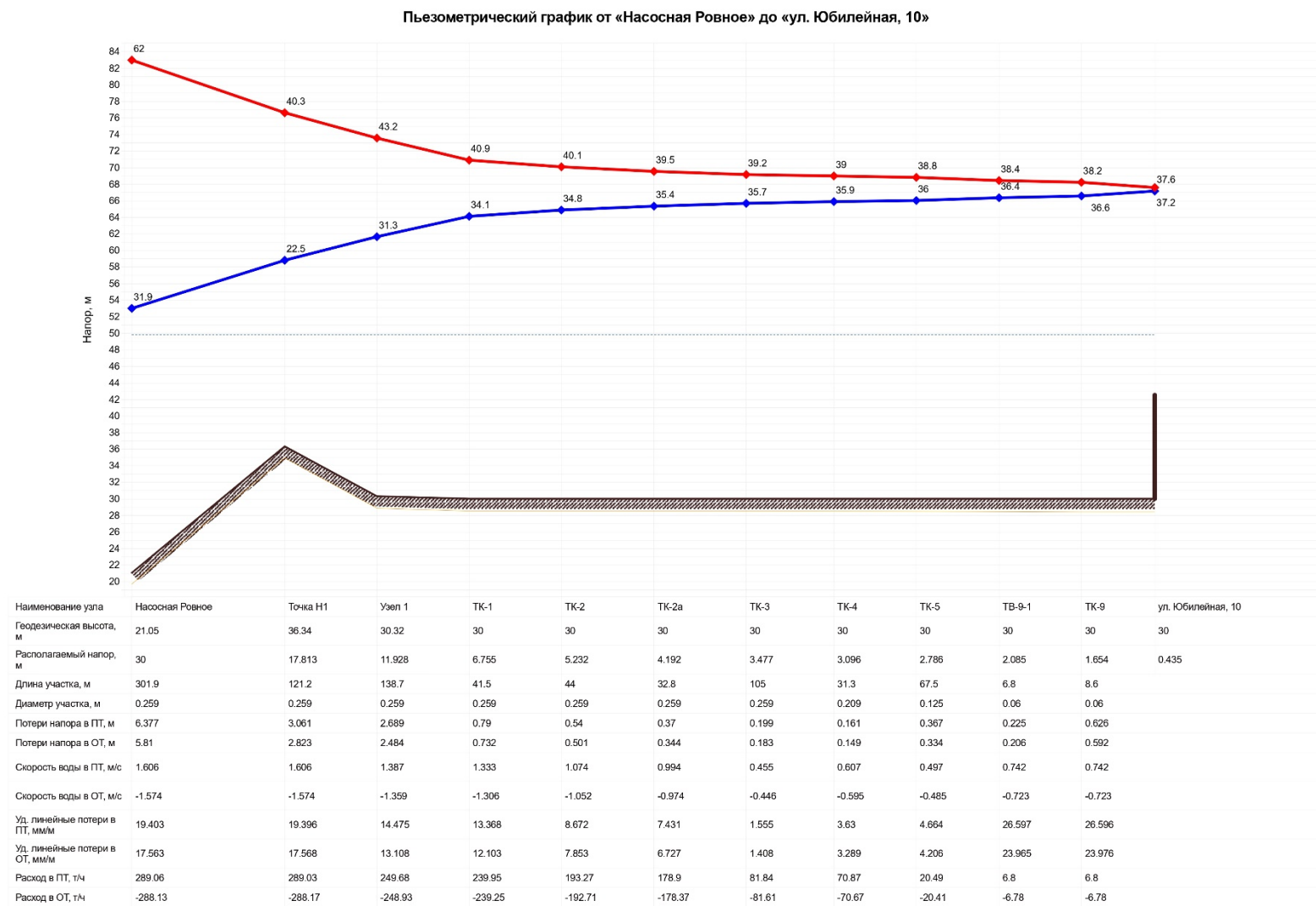


Рисунок 1.4 – Пьезометрический график от котельной № 1 «Ровное», участок от «Насосной» до потребителя ул. Юбилейная, 10 (фактический режим работы тепловых сетей)

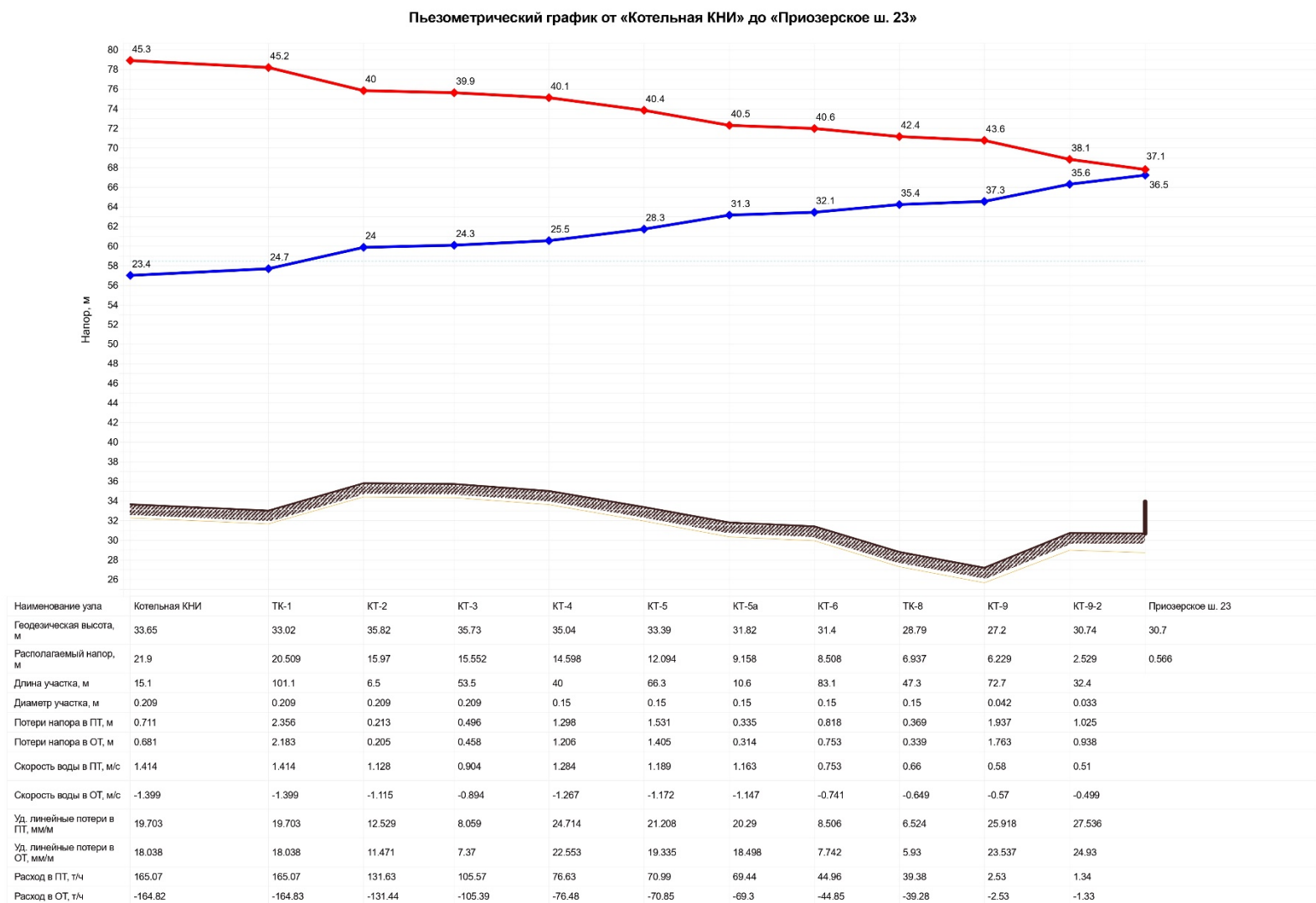


Рисунок 1.5 – Пьезометрический график от котельной № 2 «КНИ» до потребителя ул. Приозерское шоссе, 23 (фактический режим работы тепловых сетей)

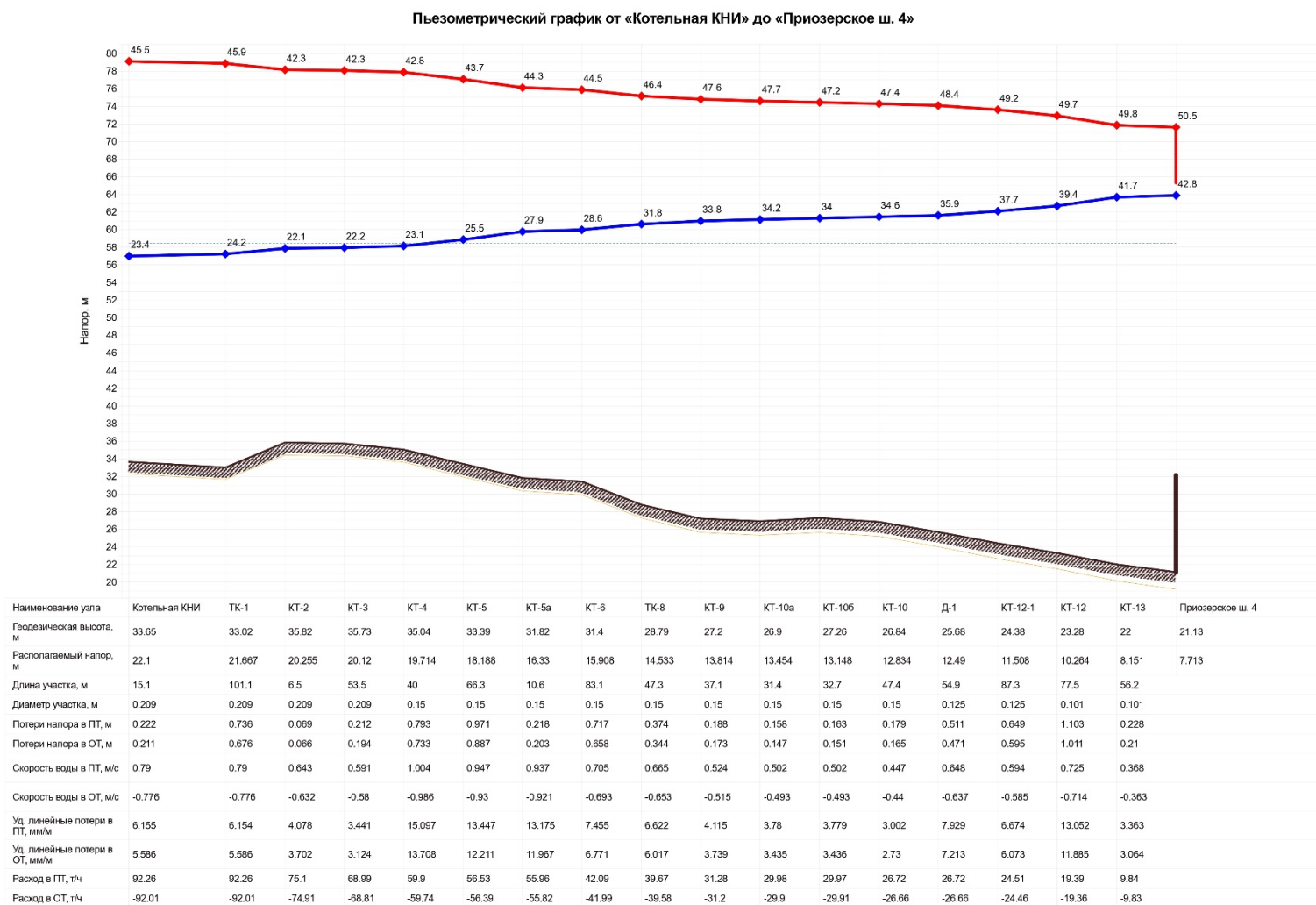
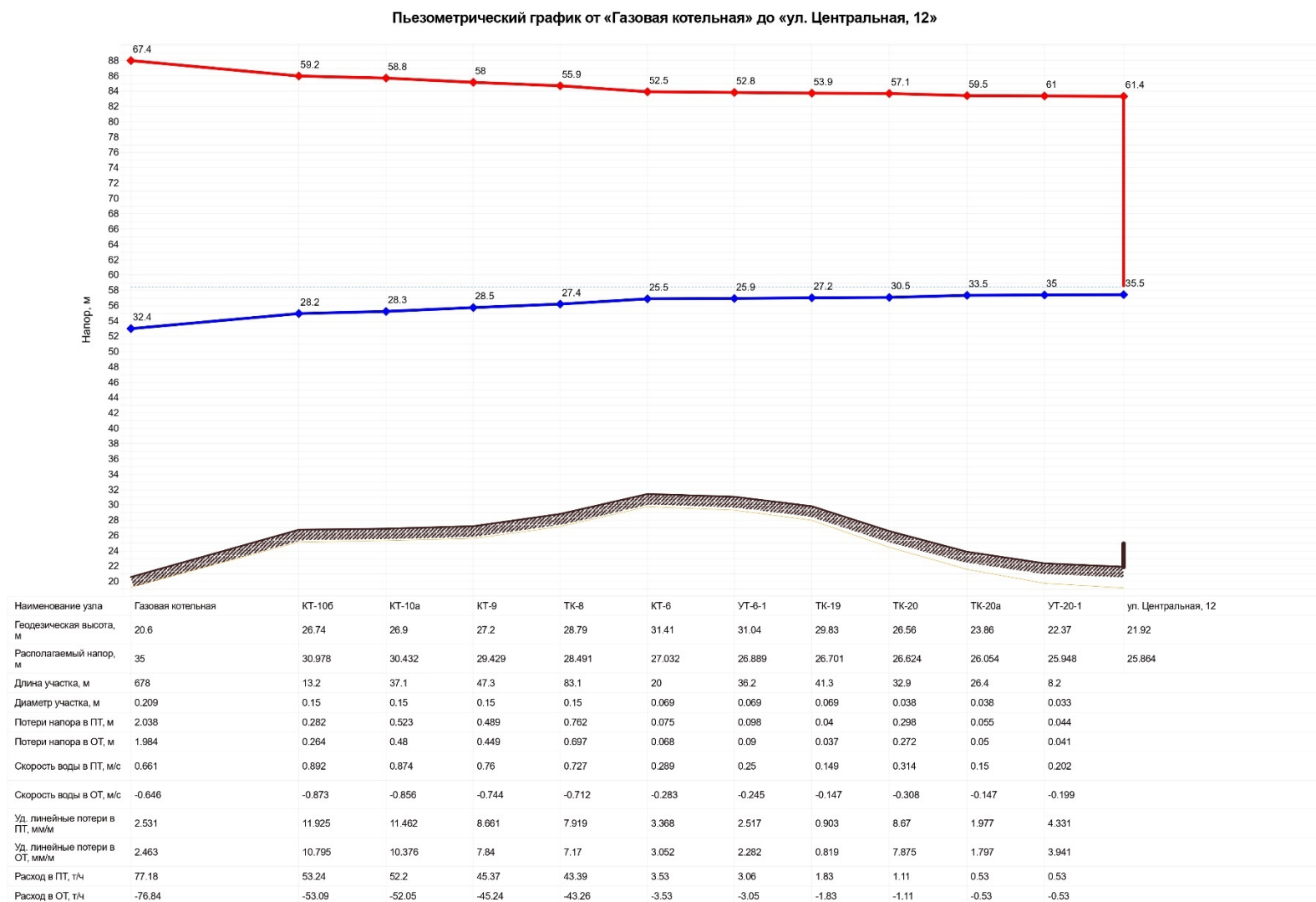


Рисунок 1.6 – Пьезометрический график от котельной № 2 «КНИ» до потребителя ул. Приозерское шоссе, 4 (фактический режим работы тепловых сетей)



**Рисунок 1.7 - Пьезометрический график от насосной «Ровное» до потребителя ул. Центральная, 12
(перспектива, при строительстве новой котельной)**

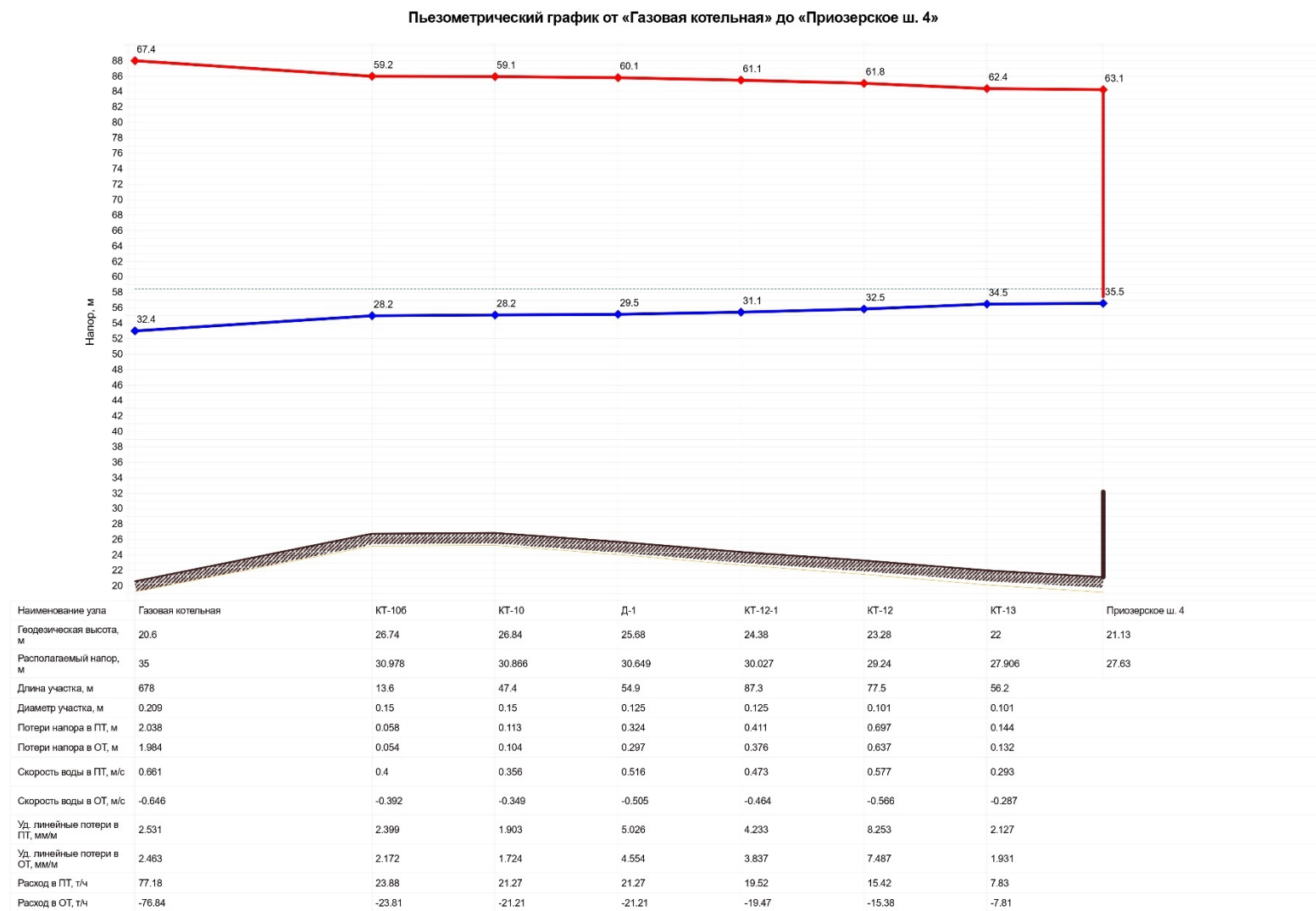


Рисунок 1.8 – Пьезометрический график от насосной «Ровное» до потребителя ул. Приозерское шоссе, 4 (перспектива, при строительстве новой котельной)

1.3.9 Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние пять лет

Аварией на тепловых сетях считается ситуация, при которой при отказе элементов системы, сетей и источников теплоснабжения прекращается подача тепловой энергии потребителям и абонентам на отопление и горячее водоснабжение в отопительный период на период более 36 часов.

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

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

Данные об авариях, отказах и восстановлении (ремонтах) за период 2018 – 2021 гг., 2022 – 2025 гг. не предоставлены.

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

Сведения о восстановлении (ремонтах) за период 2018 – 2021 гг., 2022 – 2025 гг. отсутствуют.

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

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится, исходя из нормативного срока эксплуатации, межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, реального состояния оборудования.

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

Согласно 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.

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); 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. Магистраль 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. 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. При испытании участков

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

Длительность испытаний пробным давлением должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

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

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

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

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

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

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

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

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

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

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

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу 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.

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

1.3.13 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в случаях, установленных пунктом 6 части 2 статьи 4 и пунктом 2 части 2 статьи 5 Федерального закона «О теплоснабжении» (в ценовых зонах теплоснабжения – также плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения)

Расчеты нормативных значений технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях и системах теплоснабжения производятся в соответствии с «Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя», утвержденным Приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 325 (с изменениями и дополнениями).

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

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

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям представлены в таблице 1.21.

Таблица 1.21 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях п.г.т. Кузнечное (расчет в соответствии с «Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя»)

Наименование параметра		Значение
Котельная № 1 (мкр. Ровное)		
Нормативные потери теплоносителя, м ³ /ч	с нормативной утечкой теплоносителя в тепловых сетях отопления	0,4576
	с нормативной утечкой теплоносителя в тепловых сетях горячего водоснабжения	0,1843
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал/ч	через изоляцию трубопроводов	0,4171
	- тепловых сетей системы отопления	0,2396
	- тепловых сетей системы горячего водоснабжения	0,1775
	с затратами теплоносителя	0,0321
	- в тепловых сетях системы отопления	0,0228
	- в тепловых сетях системы горячего водоснабжения	0,0093
	всего:	0,4492

Продолжение таблицы 1.21.

Наименование параметра		Значение
Котельная № 2 (мкр. КНИ)		
Нормативные потери теплоносителя, м ³ /ч	с нормативной утечкой теплоносителя в тепловых сетях отопления	0,1189
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал/ч	через изоляцию трубопроводов системы отопления	0,1265
	с затратами теплоносителя в сетях отопления	0,0066
	всего:	0,1331

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

Данные по фактическим потерям тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям в 2016 – 2020 гг. приведены в таблице 1.22 (данные МП «ТеплоГарант»).

Таблица 1.22 – Данные по фактическим потерям тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям в 2016 – 2020 гг.

Источник теплоснабжения	Наименование параметра	Годовые потери, Гкал					
		2016	2017	2018	2019	2020	2021
Котельная № 1 «Ровное», Котельная № 2 «КНИ»	Фактические потери, в т.ч.	3076	2882	2902	2861	2806	нет данных
	– через изоляцию трубопроводов системы отопления и ГВС	1846	1729	1741	1717	1684	
	– с утечкой теплоносителя в тепловых сетях отопления и ГВС	1230	1153	1161	1144	1122	

По данным таблицы 1.22 наблюдается ежегодное снижение фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям в период с 2016 по 2020 гг.

Данные по фактическим потерям тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за 2021, 2022, 2023, 2024, 2025 годы не предоставлены.

Нормативные потери тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям (рассчитанные в соответствии с приказом Минэнерго от 30.12.2008 № 325 (с изменениями и дополнениями) составляют: 4341 Гкал, в т.ч. потери через изоляцию трубопроводов – 3831 Гкал, потери с утечкой теплоносителя – 255 Гкал.

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

Сведения о наличии предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

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

Потребителями системы централизованного теплоснабжения п.г.т. Кузнечное являются:

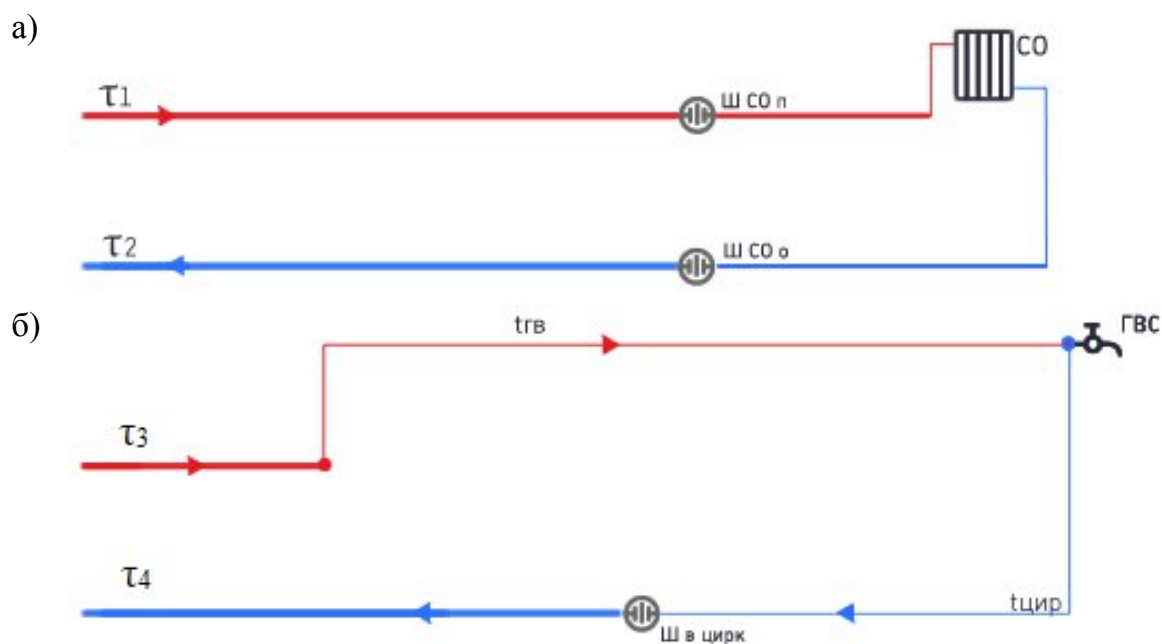
– от котельной № 1 «Ровное»: жилые здания, МОУ «Кузнеченская СОШ», ГБУЗ ЛО «Приозерская МБ», МДОУ «Детский сад № 11», МУК КСЦ «Юбилейный» МО КГП (дом культуры), ГКУ Леноблпожспас (ПЧ № 144), Администрация МО Кузнечинское городское поселение, баня, прачечная (ул. Молодежная, 10), магазин «Пятерочка», ООО «Кузнечное сервис» (офис), ИП Лысенков (продуктовый и промтоварный магазин «Солнышко»);

– от котельной № 1 «Ровное»: жилые здания, МУК КСЦ «Юбилейный» МО КГП (спортклуб «Алмаз») (расположен в жилом доме ул. Приозерское шоссе, д. 10), баня, ЗАО «ЛСР-Базовые» (общежитие).

Горячим водоснабжением от котельной №1 «Ровное» обеспечиваются жилые дома, МДОУ «Детский сад № 11» и баня. Узлы ввода не оборудованы системами автоматического регулирования.

Потребитель МОУ «Кузнеченская СОШ» подключен по схеме с насосным присоединением системы отопления (насос на обратном трубопроводе).

Все потребители от котельной № 1 «Ровное» подключены к тепловым сетям напрямую по зависимой схеме, температурный график источника 95/70 °С. Принципиальные схемы присоединения потребителей приведены на рисунке 1.9.



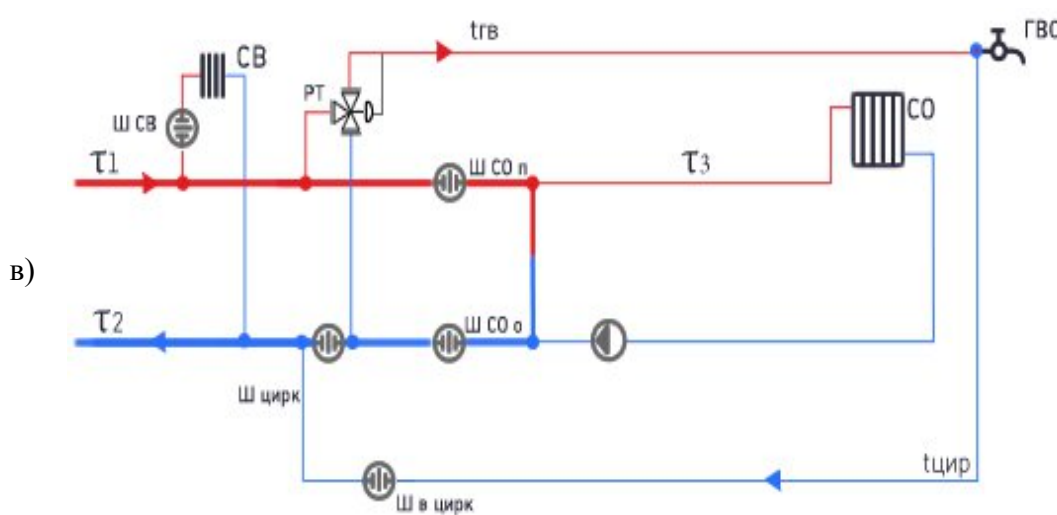


Рисунок 1.9 Схемы присоединения потребителей от котельной № 1 «Ровное» :
а) с непосредственным присоединением системы отопления;
б) с непосредственным присоединением системы ГВС и циркуляционной линией;
в) насосным присоединением системы отопления (насос на обратном трубопроводе).

Условные обозначения схем подключения потребителей:

τ_1 – линия подающего трубопровода теплосети;

τ_2 – линия обратного трубопровода теплосети;

τ_3 – линия подающего трубопровода теплосети системы ГВС;

τ_4 – линия циркуляционного трубопровода теплосети системы ГВС;

СО – система отопления здания;

ГВС – система горячего водоснабжения здания;

Ш_{СОп} – дроссельное устройство на подающем трубопроводе теплосети СО;

Ш_{СОо} – дроссельное устройство на обратном трубопроводе теплосети СО;

Ш_{в цирк.} – дроссельное устройство циркуляционной линии ГВС.

Все потребители котельной № 2 «КНИ» подключены к тепловым сетям напрямую по зависимой схеме. Горячее водоснабжение части жилых домов, подключенных от котельной № 2 «КНИ» осуществляется по закрытой схеме через теплообменники, установленные в тепловых пунктах жилых домов.

Принципиальные схемы присоединения потребителей приведены на рисунке 1.10.



б)

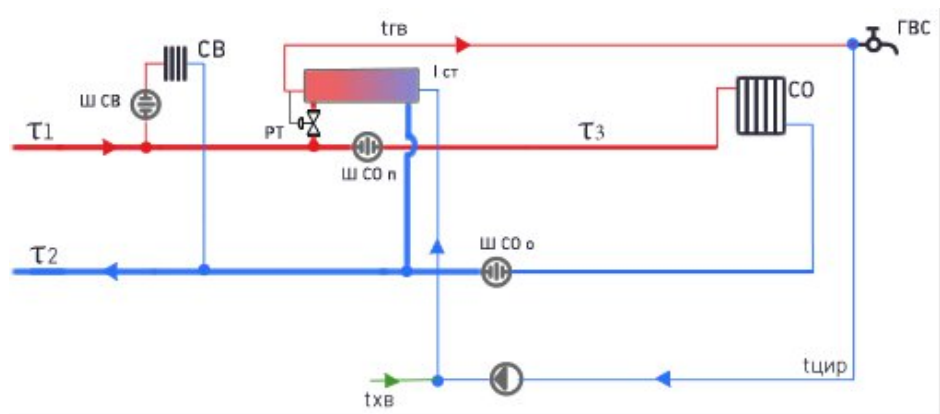


Рисунок 1.10 Схемы присоединения потребителей от котельной № 2 «КНИ» :
а) с непосредственным присоединением системы отопления;
б) с параллельным подключением подогревателя ГВС и непосредственным присоединением системы отопления.

Условные обозначения схем подключения потребителей:

τ₁ – линия подающего трубопровода теплосети;

τ₂ – линия обратного трубопровода теплосети;

τ₃ – линия подающего трубопровода теплосети системы ГВС;

τ₄ – линия циркуляционного трубопровода теплосети системы ГВС;

СО – система отопления здания;

ГВС – система горячего водоснабжения здания;

Ш_{СОп} – дроссельное устройство на подающем трубопроводе теплосети СО;

Ш_{СОо} – дроссельное устройство на обратном трубопроводе теплосети СО;

Ш_{в.цирк.} – дроссельное устройство циркуляционной линии ГВС.

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

Анализ оснащённости приборами учета тепловой энергии потребителей п.г.т. Кузнечное (на основании данных, предоставленных теплоснабжающей организацией) приведен в таблице 1.23.

Таблица 1.23 – Анализ оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей п.г.т. Кузнечное

Наименование показателя	Потребность в оснащении приборами учета	Фактическое оснащение	Уровень оснащенности, %
Тепловая энергия на нужды отопления			
Всего абонентов, подключенных к системе централизованного теплоснабжения	102	15	14,7
в том числе:			
<i>многоквартирные жилые дома</i>	<i>81</i>	<i>3</i>	<i>3,7</i>
<i>административные и общественные объекты</i>	<i>21</i>	<i>12</i>	<i>57,1</i>
Тепловая энергия на нужды ГВС			
Всего абонентов, подключенных к системе централизованного горячего водоснабжения	46	2	4,3
в том числе:			
<i>многоквартирные жилые дома</i>	<i>42</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>административные и общественные объекты</i>	<i>4</i>	<i>2</i>	<i>50,0</i>

Характеристика коммерческих приборов учета расхода тепловой энергии потребителей п.г.т. Кузнечное приведены в таблице 1.24.

Таблица 1.24 – Характеристика коммерческих приборов учета расхода тепловой энергии потребителей п.г.т. Кузнечное

№ п/п	Наименование потребителя	Наименование приборов, тип	Заводской №	Место установки
Административные и общественные объекты				
1	Администрация МО Кузнечинское ГП	Тепловычислитель ВКТ-7	167675	Система отопления
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду 32	358437	
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду 32	358389	
		Комплект термопреобразователей сопротивления КТСП-Н	20477/20477А	
2	ГБУЗ ЛО «Приозерская МБ»	Тепловычислитель ТРСВ-032	716149	Система отопления
		Расходомер-счетчик ЭРСВ-420Л Ду50	619090	
		Расходомер-счетчик ЭРСВ-420Л Ду50	620113	
		Комплект термопреобразователей сопротивления ТПС	1440205/ 1440405	
3	МДОУ «Детский сад комбинированного вида № 11»	Тепловычислитель ВКТ-7	155084	Система отопления
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду20	449131	
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду20	449120	
		Комплект термопреобразователей сопротивления КТПТР-01	1097/1097А	
		Тепловычислитель ТРСВ-032	505960	Система ГВС
		Расходомер-счетчик ЭРСВ-420Л Ду20	742879	
		Расходомер-счетчик ЭРСВ-420Л Ду20	743158	
		Комплект термопреобразователей сопротивления ТПС	710645/1/2	
4	МКУ КСЦ «Юбилейный» МО КГП: ДК «Юбилейный»	Тепловычислитель ТРСВ-032	717844	Система отопления
		Расходомер-счетчик ЭРСВ-420Л Ду32	738728	
		Расходомер-счетчик ЭРСВ-420Л Ду32	738590	
		Комплект термопреобразователей сопротивления ТПС	709710/1/2	
5	МКУ КСЦ «Юбилейный» МО КГП: Спортклуб «Алмаз»	Тепловычислитель ВКТ-7	167668	Система отопления
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду 20	444855	
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду 20	444574	
		Комплект термопреобразователей сопротивления КТСП-Н	12115/12115А	
6	МОУ «Кузнеченская СОШ»	Тепловычислитель СПТ 943-2	37267	Система отопления
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ-80	477212	
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ-80	473640	
		Комплект термопреобразователей сопротивления КТПТР-05	4003/4003А	

Продолжение таблицы 1.24.

№ п/п	Наименование потребителя	Наименование приборов, тип	Заводской №	Место установки
7	Баня ул. Молодежная, 10 (теплоснабжение от котельной «Ровное»)	Тепловычислитель ВКТ-7	153905	Теплоузел
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду20	411292	
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду20	413972	
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду20	411301	
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду20	411292	
		Комплект термопреобразователей сопротивления КТПТР-01	36658/36658А	
		Комплект термопреобразователей сопротивления КТПТР-01	26403/26404	
8	Баня (теплоснабжение от котельной «КНИ»)	Тепловычислитель ВКТ-7	156857	Теплоузел, временно отключена
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду20	411734	
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду20	410912	
		Комплект термопреобразователей сопротивления КТПТР-01	9619/9619А	
9	ЗАО «ИКС 5 Недвижимость» (магазин «Пятерочка»)	Тепловычислитель ВКТ-7	183218	Система отопления
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду20	465856	
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду20	471019	
		Комплект термопреобразователей сопротивления КТПТР-01	16273/16273А	
10	ИП Лысенков (магазин «Солнышко»)	Тепловычислитель ULTRAHEAT 2WR, 1 ед.	67291370	Система отопления
		Электромагнитный расходомер, 1 ед.	Нет данных	
		Комплект термопреобразователей сопротивления НСХ Pt 500, 2 ед.	Нет данных	
Многоквартирные жилые дома				
1	Жилой дом ул. Приозерское шоссе, д.4	Тепловычислитель СПТ 941.11	18898	Система отопления
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду50	183565	
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду50	227656	
		Комплект термопреобразователей сопротивления КТПТР-01	16291/16291А	
2	Жилой дом ул. Приозерское шоссе, д.6	Тепловычислитель СПТ 941.10	36150	Система отопления
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду50	208333	
		Электромагнитный расходомер ПРЭМ Ду50	216860	
		Комплект термопреобразователей сопротивления КТПТР-01	19935/19935А	
3	Жилой дом ул. Юбилейная, д.12	Тепловычислитель ТВ-7	20-106752	Система отопления
		Расходомер ПИТЕРФЛОУ Ду40	239686	
		Расходомер ПИТЕРФЛОУ Ду40	241817	
		Комплект термопреобразователей сопротивления КТПТР-05	4056/4056А	

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

На тепловых сетях п.г.т. Кузнечное предусмотрена фиксация случаев аварий и повреждений при проведении плановых осмотров и обходов участков сети и тепловых камер. Аварии и повреждения устраняются эксплуатирующей организацией.

1.3.19 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Насосные станции и центральные тепловые пункты отсутствуют.

1.3.20 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей от превышения давления осуществляется на теплоисточнике путем установки предохранительных клапанов.

Установленное оборудование удовлетворяет требованиям СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» и СП 89.13330.2016 «Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76».

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

Согласно статьи 15 пункта 6 Федерального закона № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (с изменениями и дополнениями) до определения организации, которая будет осуществлять содержание и обслуживание бесхозяйного объекта теплоснабжения (бесхозяйных сетей теплоснабжения), орган местного самоуправления поселения уведомляет орган государственного энергетического надзора о выявлении такого объекта теплоснабжения и направляет в орган государственного энергетического надзора заявление о выдаче разрешения на допуск в эксплуатацию бесхозяйного объекта теплоснабжения.

В течение тридцати дней с даты принятия органом регистрации прав на учет бесхозяйного объекта теплоснабжения, но не ранее приведения его в соответствие с требованиями безопасности, подготовки и утверждения документов, необходимых для безопасной эксплуатации объекта теплоснабжения, и до даты регистрации права собственности на бесхозяйный объект теплоснабжения орган местного самоуправления поселения обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с тепловой сетью, являющейся бесхозяйным объектом теплоснабжения, либо единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят тепловая сеть и (или) источник тепловой энергии, являющиеся бесхозяйными объектами теплоснабжения, и которая будет осуществлять

содержание и обслуживание указанных объектов теплоснабжения (далее - организация по содержанию и обслуживанию), если органом государственного энергетического надзора выдано разрешение на допуск в эксплуатацию указанных объектов теплоснабжения. Бесхозный объект теплоснабжения, в отношении которого принято решение об определении организации по содержанию и обслуживанию, должен быть включен в утвержденную схему теплоснабжения.

С даты выявления бесхозного объекта теплоснабжения и до определения организации по содержанию и обслуживанию орган местного самоуправления поселения, отвечает за соблюдение требований безопасности при техническом обслуживании бесхозного объекта теплоснабжения. После определения организации по содержанию и обслуживанию, за соблюдение требований безопасности при техническом обслуживании бесхозного объекта теплоснабжения отвечает такая организация. Датой определения организации по содержанию и обслуживанию считается дата вступления в силу решения об определении организации по содержанию и обслуживанию, принятого органом местного самоуправления поселения (дополнено на основании Федерального закона от 02.07.2021 № 348-ФЗ).

Орган регулирования обязан включить затраты на содержание, ремонт, эксплуатацию бесхозных объектов теплоснабжения, тепловая мощность которых распределена в отношении тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, подключенных к системе теплоснабжения в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения, в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования в порядке, установленном основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации (дополнено на основании Федерального закона от 02.07.2021 № 348-ФЗ).

Принятие на учёт бесхозных тепловых сетей должно осуществляться на основании приказа Росреесра от 15 марта 2023 г. № П/0086 «Об установлении порядка принятия на учет бесхозных недвижимых вещей» и Федерального закона от 13.07.2015 г. № 218-ФЗ «О государственной регистрации недвижимости» (ред. от 14.02.2024).

На момент актуализации схемы теплоснабжения в системе теплоснабжения поселения бесхозные объекты централизованной системы теплоснабжения не были выявлены.

1.3.22 Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Энергетические характеристики тепловых сетей не разрабатывались.

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

Актуализирована карта-схема тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии: котельной № 1 «Ровное», котельной № 2 «КНИ». В 2018 г., 2019 г., 2020 г., 2023 г. произведена модернизация участков тепловой сети (источник информации – Отчеты о социально-экономическом развитии муниципального образования Кузнецкое за 2018 – 2024 годы, <http://kuznechnoe.lenobl.ru/>):

- объект: «Замена участка тепловой сети и ГВС от ТК1 до ТК7 с врезками в дома д. 9, 7, 5, 3 мкр. «Ровное» п.г.т. Кузнецкое» (307 м.п., стоимость работ 11422,303 тыс. руб.);

- объект: «Замена тепловых сетей и ГВС по трем участкам в мкр. Ровное по следующим адресам: ул. Молодежная, ул. Пионерская, от ул. Пионерская до д.5 по ул. Ладожской с вводом в дома № 1 и 3 по ул. Пионерской» (общая протяженность по трем участкам составила 1812 м, стоимость работ 17 049, 468 тыс. руб.);

- объект: «Замена тепловых сетей от ул. Приозерское шоссе 16 до д. № 4 по ул. Приозерское шоссе с врезками в д. № 4 и № 6, в спортивный клуб «Алмаз» (общая протяженность по трем участкам составила 990 м, стоимость работ составила: 7898,3 тыс. руб.);

- объект: «Замена участков тепловых сетей от Котельной № 1 до Узел № 1 Мкр. Ровное» (реализация в 2023 году).

Актуализированы параметры тепловых сетей, приведены в таблицах 1.17, 1.18.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

Зона действия источника тепловой энергии – территория поселения, границы которой устанавливаются секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Централизованное теплоснабжение на территории муниципального образования Кузнечинское городское поселение имеется только в п.г.т. Кузнечное. В п. Боровое отопление печное. Садоводства муниципального образования «Кузнечное» отапливаются от собственных источников теплоты.

Источниками централизованного теплоснабжения Кузнечинского городского поселения являются две мазутные котельные. Микрорайон Ровное подключен к котельной № 1 «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»), микрорайон КНИ подключен к котельной № 2 «КНИ» (п.г.т. Кузнечное). Централизованные источники являются обособленными и не связаны между собой тепловыми сетями.

Котельные обеспечивают тепловые нагрузки отопления и ГВС жилых, административных и прочих потребителей микрорайона «Ровное» и микрорайона «КНИ» п.г.т. Кузнечное.

Теплоснабжение многоквартирных жилых домов ул. Привокзальная, 5 и 52 осуществляется от двух электрокотлов, расположенных в жилых домах. В подвалах жилых домов установлено по одному электрокотлу марки РУСНИТ 245М (ООО НПЦ завода «Красное знамя», г. Рязань) установленной тепловой мощностью 45 кВт.

Зона централизованного теплоснабжения (зона действия источников тепловой энергии) п.г.т. Кузнечное приведена на рисунках 1.11 – 1.12.

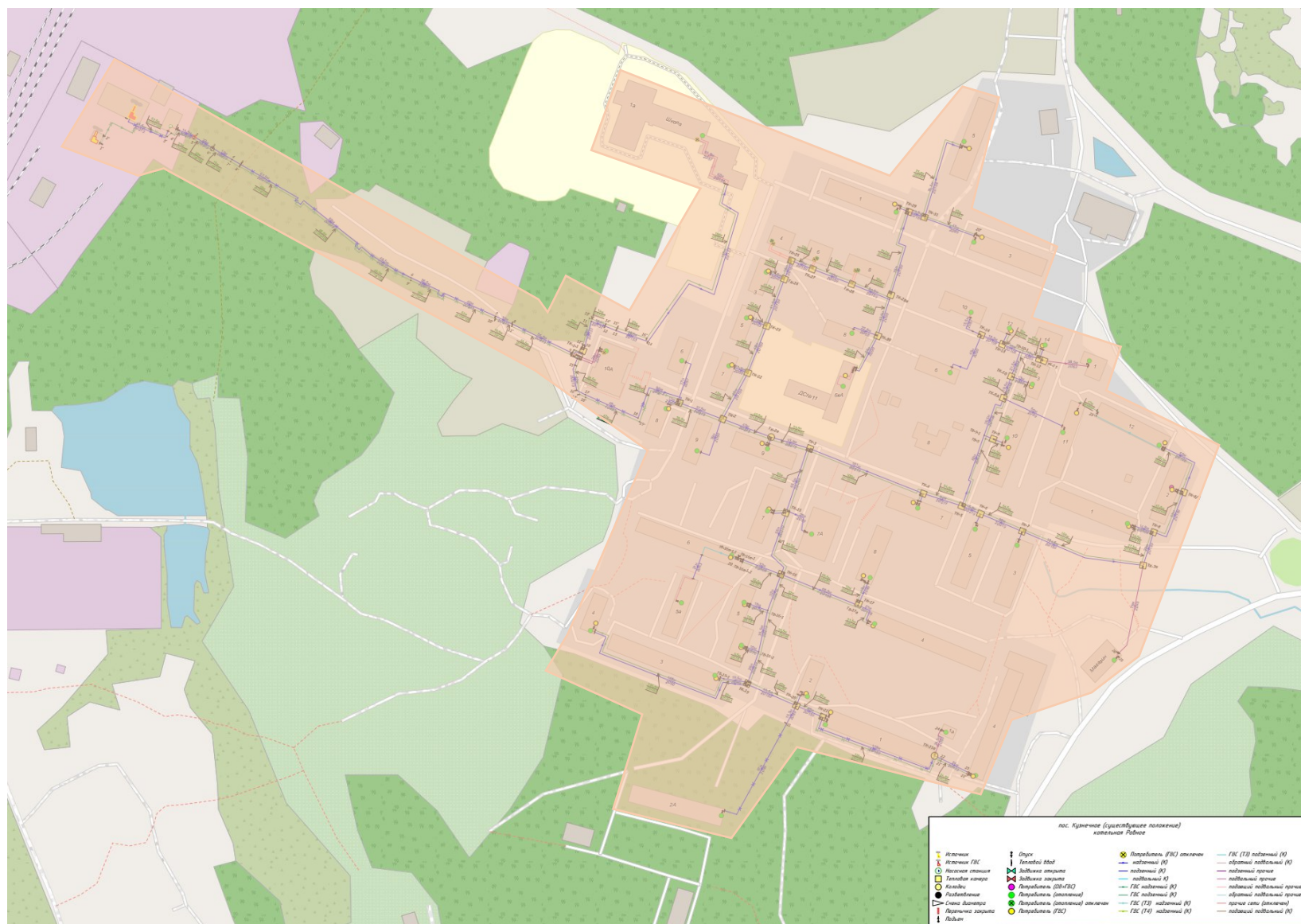


Рисунок 1.11 Зона действия котельной «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»)



1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

Потребители, подключенные к системе централизованного теплоснабжения ГП Кузнечное – многоквартирные жилые дома, общественные и административные здания (бюджетные организации и прочие потребители).

Характеристика потребителей тепловой энергии п.г.т. Кузнечное по состоянию на приведена в таблице 1.25.

В соответствии с СП 131.13330.2025 Свод правил. Строительная климатология для п.г.т. Кузнечное климатические параметры (принимаются по таблице 5.1 для г. Выборга).

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

Договорные тепловые нагрузки потребителей ГП Кузнечное (предоставлены теплоснабжающей организацией) приведены в таблице 1.26.

Таблица 1.25 – Характеристика потребителей тепловой энергии п.г.т. Кузнечное

Адрес дома	Год постройки	Этажность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Количество квартир	Число жильцов, чел.	Отапливаемый объем здания, м ³	Строительная высота здания, м	Материал наружных стен	Наличие у потребителя коммерческого прибора учета расхода ТЭ	Наличие хозяйственно-бытового горячего водоснабжения	Наличие ИТП, теплового узла
Котельная № 1 «Ровное»												
ул. Гагарина, 1	1975	5	4 187,30	2 840,50	90	196	16911	14,5	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Гагарина, 2	1976	5	1 433,45	940,67	30	54	6012	12,5	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Гагарина, 3	1976	5	5 119,01	2 830,19	90	199	17376	15	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Гагарина, 4	1976	5	1 394,59	930,90	30	59	5781	12,5	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Гагарина, 5	1981	5	3 169,30	1 661,40	60	104	12066	14,85	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Гагарина, 6	1984	5	4 016,16	2 439,0	90	201	16034	12,5	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Гагарина, 7	1984	5	2 421,10	1 386,40	45	110	10950	12,5	нет данных	-	+	теплоузел
ул. Гагарина, 8	1984	5	2 425,80	1 390,50	45	130	11036	12,5	крупные панели	-	+	теплоузел
ул. Юбилейная, 1	1970	5	2 700,42	нет данных	60	115	15655	нет данных	нет данных	-	+	теплоузел
ул. Юбилейная, 2	1967	5	2 562,59	1 631,63	60	100	10534	12,5	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Юбилейная, 3	1965	4	1 882,69	1 252,91	44	81	10049	10,0	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Юбилейная, 4	1973	5	4 306,19	2 827,90	90	202	15365	12,5	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Юбилейная, 5	1964	4	1 993,14	1 276,30	48	86	9785	10	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Юбилейная, 6	1961	2	556,4	372	16	24	2358	6,1	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Юбилейная, 7	1963	4	1 791,34	1 200,90	44	76	9665	10	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Юбилейная, 8	1961	2	598,32	365,52	16	32	2523	6,45	кирпич	-	-	теплоузел

Продолжение таблицы 1.25.

Адрес дома	Год постройки	Этажность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Количество квартир	Число жильцов, чел.	Отапливаемый объем здания, м ³	Строительная высота здания, м	Материал наружных стен	Наличие у потребителя коммерческого прибора учета расхода ТЭ	Наличие хозяйственно-бытового горячего водоснабжения	Наличие ИТП, теплового узла
ул. Юбилейная, 9	1963	4	1 851,67	1 201,49	44	88	9823	10	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Юбилейная, 10	1988	5	3 221,90	1 868,40	60	187	14226	12,5	крупные панели	-	+	теплоузел
ул. Юбилейная, 11	1985	5	3 237,10	1 816,60	60	147	14215	12,5	крупные панели	-	+	теплоузел
ул. Юбилейная, 12	1986	5	3 241,90	1 865,40	60	167	14226	12,5	крупные панели	+	+	ИТП
ул. Пионерская, 1	1986	5	3 286,50	1 841,90	60	166	14780	14,6	крупные панели	-	+	теплоузел
ул. Пионерская, 3	1986	5	3 242,40	1 862,10	60	171	14780	12,5	крупные панели	-	+	теплоузел
ул. Пионерская, 4	1957	2	409,47	247,83	8	15	1811	6,7	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Пионерская, 6	1957	2	406,35	248,3	8	24	1810	6,7	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Пионерская, 8	1957	2	702,42	409,49	12	30	3087	6,6	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Пионерская, 10	1957	2	927,1	нет данных	18	26	3129	нет данных	нет данных	-	-	теплоузел
ул. Пионерская, 12	1957	2	383,75	263,8	6	12	1788	5	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Пионерская, 14	1959	2	396,13	245,1	6	25	1833	5	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Молодёжная, 3	1959	2	497,69	294,26	8	17	2314	7,03	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Молодёжная, 5	1959	2	498,42	295	8	15	2312	7,05	кирпич	-	+	теплоузел

Продолжение таблицы 1.25.

Адрес дома	Год постройки	Этажность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Количество квартир	Число жильцов, чел.	Отапливаемый объем здания, м ³	Строительная высота здания, м	Материал наружных стен	Наличие у потребителя коммерческого прибора учета расхода ТЭ	Наличие хозяйственно-бытового горячего водоснабжения	Наличие ИТП, теплового узла
ул. Молодёжная, 6	1959	2	454,5	204	6	22	2341	7,05	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Молодёжная, 7	1959	2	503,35	296,52	8	23	2319	7,05	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Молодёжная, 8	1959	2	430,08	290,44	8	15	2228	7,05	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Молодёжная, 9	1962	2	550,29	365,08	8	28	2458	6,35	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Садовая, 3	1959	2	449,0	295,6	8	19	2309	7,05	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Новостроек, 4	1990	5	5 452,60	2 803,4	90	237	17433	14	крупные панели	-	+	теплоузел
Общежитие ул. Ладожская, д. 5	1973	5	4 835,0	-	-	210	17902	-		-	+	теплоузел
Административные и общественные потребители												
ГБУЗ ЛО «Приозерская МБ» (ул. Гагарина, 2а) (инв. № 207)	1976	3	2 691,70	-	-	-	10825	2,6-3,2...6,8	кирпич	+	-	теплоузел
МДОУ «Детский сад № 11» (ул. Юбилейная, 6а)	1962	одноэт. с двухэт. пристройкой	1 428,10	-	-	-	5941	3,4...6,8	кирпич	+	+	ИТП

Продолжение таблицы 1.25.

Адрес дома	Год постройки	Этажность	Общая площадь здания, м²	Жилая площадь, м²	Количество квартир	Число жильцов, чел.	Отапливаемый объем здания, м³	Строительная высота здания, м	Материал наружных стен	Наличие у потребителя коммерческого прибора учета расхода ТЭ	Наличие хозяйственно-бытового горячего водоснабжения	Наличие ИТП, теплового узла
МУК КСЦ «Юбилейный» МО КГП (дом культуры) (ул. Юбилейная, 7а) (инв. № 143)	1967	2	1 329,50	-	-	-	10401	н/д	кирпич	+	-	теплоузел
МОУ «Кузнеченская СОШ» (ул. Пионерская, 1а)	1969	1-но-2-хэт.	10 035,80	-	-	-	48124	2,75...4,7	кирпич	+	-	теплоузел
ГКУ Ленобл-пожспас (ПЧ № 144 ул. Садовая, 1)	1960	1	228,4	-	-	-	1115	3,32...3,77	кирпич	+	-	теплоузел
Администрация МО Кузнечинское городское поселение (ул. Гагарина, 5а) (инв. № 209)	1979	2	1 607,40	-	-	-	6214	-	кирпич	+	-	теплоузел
МУ ДО «КДШИ» (школа искусств) (расположено в здании администрации, ул. Гагарина, 5а)												

Продолжение таблицы 1.25.

Адрес дома	Год постройки	Этажность	Общая площадь здания, м²	Жилая площадь, м²	Количество квартир	Число жильцов, чел.	Отапливаемый объем здания, м³	Строительная высота здания, м	Материал наружных стен	Наличие у потребителя коммерческого прибора учета расхода ТЭ	Наличие хозяйственно-бытового горячего водоснабжения	Наличие ИТП, теплового узла
Баня, прачечная) (ул. Молодежная, 10) (инв. № 60)	1985	2	1 861,40	-	-	-	6050	6,5	кирпич	+	+	ИТП
Супермаркет «Пятерочка» (ул. Новостроек)	На момент актуализации схемы теплоснабжения информация не предоставлена.									+	-	теплоузел
ООО "Кузнечное сервис" (офис)	На момент актуализации схемы теплоснабжения информация не предоставлена.											
ИП Лысенков (продуктовый и промтоварный магазин «Солнышко»)	На момент актуализации схемы теплоснабжения информация не предоставлена.									+	-	теплоузел
Котельная № 2 «КНИ»												
ул. Центральная, 1	1963	1	212,8	78,6	2	9	933	3,4	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Центральная, 5	1957	1	107,34	73,17	4	9	481	2,65...3,0 5	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Центральная, 5а	1960	1	113	76,1	4	13	339	3	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Центральная, 6	1964	2	491,55		12	18	2050	6	кирпич	-	+	теплоузел
ул. Центральная, 7	1961	1	124,8	75,6	4	7	374,4	3	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Центральная, 7а	1960	1	153,92	75,3	4	7	461,76	3	кирпич	-	-	теплоузел

Продолжение таблицы 1.25.

Адрес дома	Год постройки	Этажность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Количество квартир	Число жильцов, чел.	Отапливаемый объем здания, м ³	Строительная высота здания, м	Материал наружных стен	Наличие у потребителя коммерческого прибора учета расхода ТЭ	Наличие хозяйственно-бытового горячего водоснабжения	Наличие ИТП, теплового узла
ул. Центральная, 9	1958	1	110,66	77,7	4	11	531	2,55....3,2	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Центральная, 9а	1958	1	107,86	76,68	4	8	475	2,9	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Центральная, 10	1962	1	124,5	77,6	2	4	373,5	3	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Центральная, 11	1960	1	111,83	76,22	4	7	497	3,05	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Центральная, 11а	1961	1	110,6	75,96	4	6	475	2,6....2,9	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Центральная, 12	1990	1	110,9	68,4	2	5	332,7	3	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Центральная, 13	1957	1	107,97	73,39	4	7	473	2,65....2,95	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Центральная, 14	1962	1	161,1	90,7	4	12	483,3	3	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Центральная, 15	1961	1	131,3	79,3	2	7	393,9	3	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Центральная, 17	1960	1	108,2	65,9	2	7	449	3,1	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Железнодорожная, 4	1957	1	175,4	117,16	4	6	807	3,2	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Приозерское шоссе, 1	1967	3	531,68	301,35	12	17	3120	7,5	кирпич	-	+	ИТП
ул. Приозерское шоссе, 4	1983	4	2588,2	1495,2	48	122	10256	11,0	кирпич	+	+	ИТП
ул. Приозерское шоссе, 5	1990	4	2595,2	1520,4	48	139	6240	10,0	кирпич	-	+	ИТП

Продолжение таблицы 1.25.

Адрес дома	Год постройки	Этажность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Количество квартир	Число жильцов, чел.	Отапливаемый объем здания, м ³	Строительная высота здания, м	Материал наружных стен	Наличие у потребителя коммерческого прибора учета расхода ТЭ	Наличие хозяйственно-бытового горячего водоснабжения	Наличие ИТП, теплового узла
ул. Приозерское шоссе, 6	1980	4	2591,5	1508,4	4	103	10259	11,0	кирпич	+	+	ИТП
ул. Приозерское шоссе, 6а	1954	1	172,62	112,3	4	16	788	3,1	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Приозерское шоссе, 6б	1950	1	173,44	112,75	4	7	783	2,6 3,1	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Приозерское шоссе, 7	1969	3	958,85	585,56	24	42	3120	7,5	кирпич	-	+	ИТП
ул. Приозерское шоссе, 8	1954	1	172,99	114,99	4	11	763	2,9	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Приозерское шоссе, 8а	1954	1	173,48	115,07	4	19	747	2,9	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Приозерское шоссе, 9	1971	3	965,01	590,54	24	34	3120	7,5	кирпич	-	+	ИТП
ул. Приозерское шоссе, 11	1971	3	1223,65	802,92	27	53	4925	8,75	кирпич	-	+	ИТП
ул. Приозерское шоссе, 13	1957	1	111,42	76,04	4	8	486	2,95	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Приозерское шоссе, 14	1966	2	535,37	307,46	12	17	2575	2,7...6,0	кирпич	-	+	ИТП
ул. Приозерское шоссе, 15	1962	1	94,09	51,09	4	8	282,27	3	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Приозерское шоссе, 16	1969	2	533,98	302,73	12	30	2080	5	кирпич	-	+	ИТП
ул. Приозерское шоссе, 17	1986	4	2557,5	1494,6	48	115	10069	11,0	кирпич	-	+	ИТП

Продолжение таблицы 1.25.

Адрес дома	Год постройки	Этаж - ность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Количество квартир	Число жильцов, чел.	Отапливаемый объем здания, м ³	Строительная высота здания, м	Материал наружных стен	Наличие у потребителя коммерческого прибора учета расхода ТЭ	Наличие хозяйственно-бытового горячего водоснабжения	Наличие ИТП, теплового узла
ул. Приозерское шоссе, 18	1965	2	532,8	305	12	21	2100	6	кирпич	-	+	ИТП
ул. Приозерское шоссе, 20	1960	1	111	75,44	4	10	355,2	3,2	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Приозерское шоссе, 21	1993	1	272,9	174,25	2	5	873,28	3,2	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Приозерское шоссе, 22	1960	1	128,91	75,8	4	7	412,512	3,2	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Приозерское шоссе, 23	2000	1	489	356,3	4	8	1564,8	3,2	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Приозерское шоссе, 24	1957	1	107,95	74,54	4	10	473	2,9	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Приозерское шоссе, 26	1958	1	114,05	79,07	4	9	487	2,95	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Приозерское шоссе, 28	1992	1	130,9	66,4	4	4	392,7	3	кирпич	-	-	теплоузел
ул. Приозерское шоссе, 30	1957	1	113,68	76,4	4	12	494	2,95	кирпич	-	-	теплоузел
Квартира в спорт-клубе «Алмаз» (ул. Приозерское шоссе, 10)	-	-	79,89	-	-	5			-	-	+	теплоузел в здании спортклуба
Здание столовой-общеежития ул. Приозерское шоссе, д. 3	1973	2	702,3	221	-	27	4194	6,65	кирпич	-	+	тепло-узел

Продолжение таблицы 1.25.

Адрес дома	Год постройки	Этаж - ность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Количество квартир	Число жильцов, чел.	Отапливаемый объем здания, м ³	Строительная высота здания, м	Материал наружных стен	Наличие у потребителя коммерческого прибора учета расхода ТЭ	Наличие хозяйственно-бытового горячего водоснабжения	Наличие ИТП, теплового узла
Административные и общественные потребители												
МУК КСЦ «Юбилейный» МО КГП (спорт-клуб «Алмаз») (расположено в здании спорт-клуба ул. Приозерское шоссе, д. 10)	-	3	527,2	-	-	-	-	-	-	+		-
Баня (<u>временно отключена</u>)	данные отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	ИТП
ЗАО «ЛСР-Базовые» (общежитие)	1969	1	417,5	-	-	-	1818	-	нет данных	-	-	теплоузел
Жилой дом ул. Привокзальная, 5 (от электрокотла РУСНИТ 245М 45 кВт)	1989	2	1281,3	427,3	16	нет данных	4875	5,9	кирпич	-	-	-

Продолжение таблицы 1.25.

Адрес дома	Год постройки	Этажность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Количество квартир	Число жильцов, чел.	Отапливаемый объем здания, м ³	Строительная высота здания, м	Материал наружных стен	Наличие у потребителя коммерческого прибора учета расхода ТЭ	Наличие хозяйственно-бытового горячего водоснабжения	Наличие ИТП, теплового узла
Жилой дом ул. Привокзальная, 7 (электрообогреватели)	1962	2	514,4	нет данных	12	нет данных	1912	5,7	кирпич	-	-	-
Жилой дом ул. Привокзальная, 8 (электрообогреватели)	1962	2	515	нет данных	12	нет данных	1912	5,7	кирпич	-	-	-
Жилой дом ул. Привокзальная, 9 (электрообогреватели)	1962	2	458,3	293,4	12	нет данных	1920	5,7	кирпич	-	-	-
Жилой дом ул. Привокзальная, 1.51 (бытовые печи) (планируется снос)	1961	2	454,3	293,6	12	нет данных	1920	5,7	кирпич	-	-	-
Жилой дом ул. Привокзальная, 52 (от электродвигателя РУСНИТ 245М 45 кВт)	1978	2	512,7	350,2	12	нет данных	1988	6	крупные панели	-	-	-

Таблица 1.26 – Договорные тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии ГП Кузнецкое (данные МП «ТеплоГарант»)

№ п/п	Адрес	Год ввода в эксплуатацию	Этаж-ность зданий	Общая площадь жилых помещений МКД		Численность проживающих, чел.		Отопление и вентиляция, среднечасовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	ГВС, максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч
Котельная № 1 (тепловые нагрузки ЖКС)										
1	ул. Гагарина, 1	1975	5	4 160,83	кв.м	196	чел.	0,313	0,135	0,448
2	ул. Гагарина, 2	1976	5	1 433,45	кв.м	54	чел.	0,129	0,037	0,166
3	ул. Гагарина, 3	1976	5	4 155,49	кв.м	199	чел.	0,322	0,137	0,459
4	ул. Гагарина, 4	1976	5	1 394,59	кв.м	59	чел.	0,126	0,041	0,167
5	ул. Гагарина, 5	1981	5	2 753,70	кв.м	104	чел.	0,23	0,072	0,302
6	ул. Гагарина, 6	1984	5	4 016,16	кв.м	201	чел.	0,297	0,139	0,436
7	ул. Гагарина, 7	1984	5	2 421,10	кв.м	110	чел.	0,182	0,076	0,258
8	ул. Гагарина, 8	1984	5	2 425,80	кв.м	130	чел.	0,183	0,09	0,273
9	ул. Юбилейная, 1	1970	5	2 700,42	кв.м	115	чел.	0,238	0,079	0,317
10	ул. Юбилейная, 2	1967	5	2 562,59	кв.м	100	чел.	0,203	0,069	0,272
11	ул. Юбилейная, 3	1965	4	1 882,69	кв.м	81	чел.	0,158	0	0,158
12	ул. Юбилейная, 4	1973	5	4 306,19	кв.м	202	чел.	0,285	0,139	0,424
13	ул. Юбилейная, 5	1964	4	1 993,14	кв.м	86	чел.	0,162	0	0,162
14	ул. Юбилейная, 6	1961	2	555,86	кв.м	24	чел.	0,061	0	0,061
15	ул. Юбилейная, 7	1963	4	1 791,34	кв.м	76	чел.	0,152	0,052	0,204
16	ул. Юбилейная, 8	1961	2	556,02	кв.м	32	чел.	0,064	0,061	0,125
17	ул. Юбилейная, 9	1963	4	1 851,67	кв.м	88	чел.	0,151	0	0
18	ул. Юбилейная, 10	1988	5	3 221,90	кв.м	187	чел.	0,227	0,129	0,356
19	ул. Юбилейная, 11	1985	5	3 237,10	кв.м	147	чел.	0,227	0,101	0,328
20	ул. Юбилейная, 12	1986	5	3 241,90	кв.м	167	чел.	0,228	0,115	0,343
21	ул. Пионерская, 1	1987	5	3 258,84	кв.м	166	чел.	0,233	0,114	0,347
22	ул. Пионерская, 3	1986	5	3 242,40	кв.м	171	чел.	0,232	0,118	0,35
23	ул. Пионерская, 4	1957	2	378,04	кв.м	15	чел.	0,049	0,01	0,059

Продолжение таблицы 1.26.

№ п/п	Адрес	Год ввода в эксплуатацию	Этаж-ность зданий	Общая площадь жилых помещений МКД		Численность проживающих, чел.		Отопление и вентиляция, среднечасовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	ГВС, максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч
24	ул. Пионерская, 6	1957	2	375,43	кв.м	24	чел.	0,049	0	0,049
25	ул. Пионерская, 8	1957	2	650,96	кв.м	30	чел.	0,076	0	0,076
26	ул. Пионерская, 10	1957	2	927,1	кв.м	26	чел.	0,077	0	0,077
27	ул. Пионерская, 12	1957	2	383,75	кв.м	12	чел.	0,048	0,008	0,056
28	ул. Пионерская, 14	1959	2	396,13	кв.м	25	чел.	0,049	0,017	0,066
29	ул. Молодёжная, 3	1959	2	405,56	кв.м	17	чел.	0,06	0,012	0,072
30	ул. Молодёжная, 5	1959	2	445,25	кв.м	15	чел.	0,06	0,01	0,07
31	ул. Молодёжная, 6	1959	2	453,4	кв.м	22	чел.	0,06	0	0,06
32	ул. Молодёжная, 7	1959	2	426,46	кв.м	23	чел.	0,06	0,016	0,076
33	ул. Молодёжная, 8	1959	2	392,81	кв.м	15	чел.	0,057	0,019	0,076
34	ул. Молодёжная, 9	1962	2	549,95	кв.м	28	чел.	0,063	0	0,063
35	ул. Садовая, 3	1959	2	449,2	кв.м	19	чел.	0,06	0,013	0,073
36	ул. Новостроек, 4	1990	5	4 803,35	кв.м	237	чел.	0,323	0,163	0,486
37	Общежитие ул. Ладожская, д.5	1973	5	1 926,00	кв.м	210	чел.	0,219	0,086	0,305
	Итого тепловые нагрузки ЖКС от котельной № 1:			70 126,57		3413		5,714	2,059	7,773
Котельная № 1 (прочие внешние потребители)										
1	ГБУЗ ЛО «Приозерская МБ» (поликлиника)	-	-	-	-	-	-	0,204	0	0,204
2	МДОУ «Детский сад № 11»	-	-	-	-	-	-	0,1029	0,0132	0,1161
3	МУК КСЦ «Юбилейный» МО КГП (ДК)	-	-	-	-	-	-	0,144	0	0,144
4	МОУ «Кузнеченская СОШ»	-	-	-	-	-	-	0,633	0	0,633

Продолжение таблицы 1.26.

№ п/п	Адрес	Год ввода в эксплуатацию	Этаж-ность зданий	Общая площадь жилых помещений МКД		Численность проживающих, чел.		Отопление и вентиляция, среднечасовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	ГВС, максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч
5	ГКУ Леноблпожспас (пожарная часть)	-	-	-	-	-	-	0,032	0	0,032
6	Администрация МО Кузнечинское городское поселение	-	-	-	-	-	-	0,034	0	0,034
7	МУ ДО «КДШИ» (школа искусств)	-	-	-	-	-	-	0,0414	0	0,0414
8	МУП «Фармация» (аптека) (расположено в жилом доме)	-	-	-	-	-	-	0,00254	0	0,00254
9	ИП Иванова И. (стоматология) (расположено в жилом доме)	-	-	-	-	-	-	0,0016	0	0,0016
10	Баня	-	-	-	-	-	-	0,086	0,012	0,098
11	ЗАО «Фармарин» (аптека) (расположено в жилом доме)	-	-	-	-	-	-	0,0026	0,00004	0,00264
12	ИП Афанасьева М.В. (офис) (расположено в жилом доме)	-	-	-	-	-	-	0,00335	0	0,00335
13	ИП Кибирова (пром-товарный магазин) (расположено в жилом доме)	-	-	-	-	-	-	0,0028	0	0,0028
14	Супермаркет «Пятерочка» (ул. Новостроек)	-	-	-	-	-	-	0,0428	0	0,0428

Продолжение таблицы 1.26.

№ п/п	Адрес	Год ввода в эксплуатацию	Этаж-ность зданий	Общая площадь жилых помещений МКД		Численность проживающих, чел.		Отопление и вентиляция, среднечасовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	ГВС, максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч
15	ООО «Кузнечное сервис» (офис)	-	-	-	-	-	-	0,0222	0	0,0222
16	ИП Лысенков (продуктовый + промтоварный магазин «Солнышко»)	-	-	-	-	-	-	0,0068	0	0,0068
17	ИП Фазылова (продовольственный магазин) (расположено в жилом доме)	-	-	-	-	-	-	0,0014	0	0,0014
-	Итого тепловые нагрузки прочих внешних потребителей от котельной № 1:	-	-	-	-	-	-	1,363	0,025	1,388
-	Всего тепловые нагрузки котельной № 1:	-	-	-	-	-	-	7,077	2,084	9,161
Котельная № 2 (тепловые нагрузки ЖКС)										
1	ул. Центральная, 1	1963	1	125,39	кв.м	9	чел.	0,03	0	0,03
2	ул. Центральная, 5	1960	1	138,36	кв.м	9	чел.	0,015	0	0,015
3	ул. Центральная, 5а	1960	1	110,55	кв.м	13	чел.	0,015	0	0,015
4	ул. Центральная, 6	1964	2	491,55	кв.м	18	чел.	0,058	0,012	0,07
5	ул. Центральная, 7	1961	1	124,8	кв.м	7	чел.	0,016	0	0,016
6	ул. Центральная, 7а	1960	1	149,64	кв.м	7	чел.	0,015	0	0,015
7	ул. Центральная, 9	1961	1	145,5	кв.м	11	чел.	0,017	0	0,017
8	ул. Центральная, 9а	1960	1	137,49	кв.м	8	чел.	0,015	0	0,015
9	ул. Центральная, 10	1962	1	124,4	кв.м	4	чел.	0,017	0	0,017
10	ул. Центральная, 11	1961	1	112,83	кв.м	7	чел.	0,016	0	0,016
11	ул. Центральная, 11а	1961	1	127,34	кв.м	6	чел.	0,015	0	0,015
12	ул. Центральная, 12	1990	1	110,9	кв.м	5	чел.	0,016	0	0,016
13	ул. Центральная, 13	1961	1	108,12	кв.м	7	чел.	0,015	0	0,015

Продолжение таблицы 1.26.

№ п/п	Адрес	Год ввода в эксплуатацию	Этаж-ность зданий	Общая площадь жилых помещений МКД		Численность проживающих, чел.		Отопление и вентиляция, среднечасовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	ГВС, максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч
14	ул. Центральная, 14	1962	1	161,1	кв.м	12	чел.	0,018	0	0,018
15	ул. Центральная, 15	1961	1	129,6	кв.м	7	чел.	0,019	0	0,019
16	ул. Центральная, 17	1961	1	108,5	кв.м	7	чел.	0,016	0	0,016
18	ул. Железнодорожная, 4	1959	1	174,34	кв.м	6	чел.	0,024	0	0,024
19	ул. Приозерское шоссе, 1	1967	2	531,68	кв.м	17	чел.	0,058	0,012	0,07
20	ул. Приозерское шоссе, 4	1983	4	2581,13	кв.м	122	чел.	0,193	0,084	0,277
21	ул. Приозерское шоссе, 5	1990	4	2595,2	кв.м	139	чел.	0,205	0,096	0,301
22	ул. Приозерское шоссе, 6	1980	4	2588,66	кв.м	103	чел.	0,193	0,071	0,264
23	ул. Приозерское шоссе, 6а	1956	1	172,77	кв.м	16	чел.	0,024	0	0,024
24	ул. Приозерское шоссе, 6б	1959	1	173,57	кв.м	7	чел.	0,024	0	0,024
25	ул. Приозерское шоссе, 7	1969	3	958,85	кв.м	42	чел.	0,088	0,029	0,117
26	ул. Приозерское шоссе, 8	1956	1	173,48	кв.м	11	чел.	0,023	0	0,023
27	ул. Приозерское шоссе, 8а	1959	1	174,28	кв.м	19	чел.	0,023	0	0,023
28	ул. Приозерское шоссе, 9	1971	3	965,01	кв.м	34	чел.	0,09	0,023	0,113
29	ул. Приозерское шоссе, 11	1973	3	1218,69	кв.м	53	чел.	0,11	0,037	0,147
30	ул. Приозерское шоссе, 13	1962	1	112,17	кв.м	8	чел.	0,016	0	0,016
31	ул. Приозерское шоссе, 14	1967	2	535,98	кв.м	17	чел.	0,059	0,012	0,071
32	ул. Приозерское шоссе, 15	1962	1	94,09	кв.м	8	чел.	0,016	0	0,016
33	ул. Приозерское шоссе, 16	1966	2	533,98	кв.м	30	чел.	0,056	0,021	0,077
34	ул. Приозерское шоссе, 17	1986	4	2524,67	кв.м	115	чел.	0,193	0,079	0,272
35	ул. Приозерское шоссе, 18	1965	2	532,8	кв.м	21	чел.	0,056	0,014	0,07
36	ул. Приозерское шоссе, 20	1960	1	111	кв.м	10	чел.	0,015	0	0,015
37	ул. Приозерское шоссе, 21	1993	1	272,9	кв.м	5	чел.	0,033	0	0,033
38	ул. Приозерское шоссе, 22	1960	1	157,23	кв.м	7	чел.	0,016	0	0,016
39	ул. Приозерское шоссе, 23	2000	1	434,8	кв.м	8	чел.	0,049	0	0,049
40	ул. Приозерское шоссе, 24	1960	1	145,1	кв.м	10	чел.	0,015	0	0,015
41	ул. Приозерское шоссе, 26	1960	1	115,97	кв.м	9	чел.	0,016	0	0,016

Продолжение таблицы 1.26.

№ п/п	Адрес	Год ввода в эксплуатацию	Этажность зданий	Общая площадь жилых помещений МКД		Численность проживающих, чел.		Отопление и вентиляция, среднечасовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	ГВС, максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч
42	ул. Приозерское шоссе, 28	1992	1	106,8	кв.м	4	чел.	0,016	0	0,016
43	ул. Приозерское шоссе, 30	1961	1	105,59	кв.м	12	чел.	0,016	0	0,016
44	Квартира в спортклубе «Алмаз» (ул. Приозерское шоссе, 10)	-	2	79,89	кв.м	5	чел.	0,01	0,003	0,013
45	Общежитие-столовая ул. Приозерское шоссе, д. 3	1973	2		кв.м	27	чел.	0,097	0,011	0,108
-	Итого тепловые нагрузки ЖКС от котельной № 2:			20576,7		1002		2,047	0,505	2,552
Котельная № 2 (прочие внешние потребители)										
1	МУК КСЦ «Юбилейный» МО КГП (спортивный клуб «Алмаз»)	-	-	-	-	-	-	0,0683	0	0,0683
2	Баня (<u>временно отключена от системы теплоснабжения</u>)	-	-	-	-	-	-	0,021	0,0065	0,0275
3	ЗАО «ЛСР-Базовые» (общежитие)	-	-	-	-	-	-	0,041	0	0,041
4	ИП Забавина (продовольственный магазин)	-	-	-	-	-	-	0,0036	0	0,0036
-	Итого тепловые нагрузки прочих внешних потребителей от котельной № 2:	-	-	-	-	-	-	0,1339	0,0065	0,1404
-	Всего тепловые нагрузки котельной № 2:	-	-	-	-	-	-	2,1809	0,5115	2,693
-	Всего тепловые нагрузки котельных ГП Кузнечное:	-	-	-	-	-	-	9,258	2,596	11,854

1.5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Расчет тепловых нагрузок по укрупненным показателям осуществляется в соответствии со справочником по наладке и эксплуатации тепловых сетей (авторы – А.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Чиж и др.). Расчетный среднечасовой расход тепловой энергии на отопление зданий $Q_{от.}^ч$, Гкал/ч, определяется по формуле

$$Q_{от.}^ч = \alpha \cdot q_{от.} \cdot V \cdot (t_{вн.} - t_{н.в.}) \cdot 10^{-6}, \quad (1.1)$$

где $q_{от.}$ – удельная тепловая отопительная характеристика здания (удельный расход тепла в ккал/(ч·м³) здания при разности наружной и внутренней температур в 1 °С), принимается по таблицам 1.7, 1.10 справочника, ккал/(ч·м³·°С);

$\alpha = 1,064$ – поправочный коэффициент для пересчета отопительной характеристики зданий на требуемую температуру наружного воздуха ($t_{н.в.} = -26$ °С) (значения в справочнике приведены для температуры наружного воздуха $t_{н.в.} = -30$ °С);

V – объем здания (в соответствии с техническим паспортом здания), м³;

$t_{н.в.}$ – температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 для г. Выборга;

$t_{вн.}$ – температура воздуха внутри помещений здания, принимается в зависимости от назначения помещений, °С, в соответствии с ГОСТ 30494-2011, СП 118.13330.2012.

Расчет тепловых нагрузок на отопление потребителей по укрупненным показателям (в зависимости от года постройки, строительного объема, расчет на температуру наружного воздуха для проектирования системы отопления – минус 26 °С, СП 131.13330.2025) выполнен в таблице 1.27.

Таблица 1.27 – Расчет тепловых нагрузок потребителей по укрупненным показателям (расчет на температуру наружного воздуха для проектирования системы отопления – минус 26 °С, СП 131.13330.2025)

Адрес дома	Год постройки	Этажность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Количество квартир	Отапливаемый объем здания, м ³	Температура воздуха в отапливаемых помещениях, °С	Удельная тепловая характеристика для системы отопления, ккал/м ³ ч °С	Среднечасовой расход тепла на отопление, Гкал/ч
Котельная № 1 «Ровное»									
ул. Гагарина, 1	1975	5	4 187,30	2 840,50	90	16911	20	0,37	0,306
ул. Гагарина, 2	1976	5	1 433,45	940,67	30	6012	20	0,43	0,127
ул. Гагарина, 3	1976	5	5 119,01	2 830,19	90	17376	20	0,37	0,315
ул. Гагарина, 4	1976	5	1 394,59	930,90	30	5781	20	0,432	0,122
ул. Гагарина, 5	1981	5	3 169,30	1 661,40	60	12066	20	0,38	0,224
ул. Гагарина, 6	1984	5	4 016,16	2 439,0	90	16034	20	0,37	0,290
ул. Гагарина, 7	1984	5	2 421,10	1 386,40	45	10950	20	0,382	0,205
ул. Гагарина, 8	1984	5	2 425,80	1 390,50	45	11036	20	0,38	0,205
ул. Юбилейная, 1	1970	5	2 700,42	нет данных	60	15655	20	0,37	0,284
ул. Юбилейная, 2	1967	5	2 562,59	1 631,63	60	10534	20	0,39	0,201
ул. Юбилейная, 3	1965	4	1 882,69	1 252,91	44	10049	20	0,39	0,192
ул. Юбилейная, 4	1973	5	4 306,19	2 827,90	90	15365	20	0,37	0,278
ул. Юбилейная, 5	1964	4	1 993,14	1 276,30	48	9785	20	0,39	0,187
ул. Юбилейная, 6	1961	2	556,4	372	16	2358	20	0,52	0,060
ул. Юбилейная, 7	1963	4	1 791,34	1 200,90	44	9665	20	0,392	0,185
ул. Юбилейная, 8	1961	2	598,32	365,52	16	2523	20	0,52	0,064
ул. Юбилейная, 9	1963	4	1 851,67	1 201,49	44	9823	20	0,39	0,188
ул. Юбилейная, 10	1988	5	3 221,90	1 868,40	60	14226	20	0,37	0,258
ул. Юбилейная, 11	1985	5	3 237,10	1 816,60	60	14215	20	0,37	0,257
ул. Юбилейная, 12	1986	5	3 241,90	1 865,40	60	14226	20	0,37	0,258
ул. Пионерская, 1	1986	5	3 286,50	1 841,90	60	14780	20	0,355	0,257
ул. Пионерская, 3	1986	5	3 242,40	1 862,10	60	14780	20	0,355	0,257
ул. Пионерская, 4	1957	2	409,47	247,83	8	1811	20	0,458	0,041
ул. Пионерская, 6	1957	2	406,35	248,3	8	1810	20	0,458	0,041

Продолжение таблицы 1.27.

Адрес дома	Год постройки	Этажность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Количество квартир	Отапливаемый объем здания, м ³	Температура воздуха в отапливаемых помещениях, °С	Удельная тепловая характеристика для системы отопления, ккал/м ³ ч °С	Среднечасовой расход тепла на отопление, Гкал/ч
ул. Пионерская, 8	1957	2	702,42	409,49	12	3087	20	0,43	0,065
ул. Пионерская, 10	1957	2	927,1	нет данных	18	3129	20	0,428	0,066
ул. Пионерская, 12	1957	2	383,75	263,8	6	1788	20	0,458	0,040
ул. Пионерская, 14	1959	2	396,13	245,1	6	1833	20	0,545	0,049
ул. Молодёжная, 3	1959	2	497,69	294,26	8	2314	20	0,525	0,059
ул. Молодёжная, 5	1959	2	498,42	295	8	2312	20	0,525	0,059
ул. Молодёжная, 6	1959	2	454,5	204	6	2341	20	0,524	0,060
ул. Молодёжная, 7	1959	2	503,35	296,52	8	2319	20	0,525	0,060
ул. Молодёжная, 8	1959	2	430,08	290,44	8	2228	20	0,527	0,057
ул. Молодёжная, 9	1962	2	550,29	365,08	8	2458	20	0,522	0,063
ул. Садовая, 3	1959	2	449,0	295,6	8	2309	20	0,523	0,059
ул. Новостроек, 4	1990	5	5 452,60	2 803,4	90	17433	20	0,37	0,316
Общежитие ул. Ладожская, д. 5	1973	5	4 835,0	-	-	15293	20	0,37	0,277
Итого жилые дома:			75 535,42						6,030
Административные и общественные потребители									
ГБУЗ ЛО «Приозерская МБ» (ул. Гагарина, 2а) (инв. № 207)	1976	3	2 691,70	-	-	10825	20	0,36	0,191
МДОУ «Детский сад № 11» (ул. Юбилейная, 6а)	1962	одноэтажное с двухэтажн. пристройкой	1 428,10	-	-	5941	20	0,35	0,102
МУК КСЦ «Юбилейный» МО КГП (дом культуры) (ул. Юбилейная, 7а) (инв. № 143)	1967	2	1 329,50	-	-	10401	18	0,295	0,144

Продолжение таблицы 1.27.

Адрес дома	Год постройки	Этаж-ность	Общая площадь здания, м²	Жилая площадь, м²	Коли-чество квартир	Отапли-ваемый объем здания, м³	Температура воздуха в отапливаемых помещениях, °С	Удельная тепловая характеристика для системы отопле-ния, ккал/м³ ч °С	Среднечасовой расход тепла на отопление, Гкал/ч
МОУ «Кузнеченская СОШ» (ул. Пионерская, 1а)	1969	1-но-2-хэт.	10 035,80	-	-	48124	20	0,269	0,633
ГКУ Леноблпожспас (пож.часть № 144) (ул. Садовая, 1) (инв. № 131)	1960	1	228,40	-	-	1115	16	0,65	0,032
Администрация МО Кузнечинское городское поселение (ул. Гагарина, 5а) (инв. № 209)	1979	2	1 607,40	-	-	6214	18	0,38	0,111
МУ ДО «КДШИ» (школа искусств) (расположено в здании администрации, ул. Гагарина, 5а)									
МУП «Фармация» (аптека, расположена в жилом доме)	в жилом доме								
ИП Иванова И. (стоматология) (расположено в жилом доме)	в жилом доме								
Баня, прачечная (ул. Молодежная, 10) (инв. № 60)	1985	2	1 861,40	-	-	6050	25	0,265	0,087

Продолжение таблицы 1.27.

Адрес дома	Год постройки	Этаж-ность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Количество квартир	Отапли-ваемый объем здания, м ³	Температура воздуха в отапливаемых помещениях, °С	Удельная тепловая характеристика для системы отопле-ния, ккал/м ³ ч °С	Среднечасовой расход тепла на отопление, Гкал/ч
ЗАО «Фармарин» (аптека) (расположена в жилом доме)	в жилом доме	-	-	-	-	-	-	-	-
ИП Афанасьева М.В.(офис) (распо-ложено в жилом доме)	в жилом доме	-	-	-	-	-	-	-	-
ИП Кибирова (пром-товарный магазин) (расположено в жилом доме)	в жилом доме	-	-	-	-	-	-	-	-
Супермаркет «Пяте-рочка» (ул. Ново-строек, 1)	На момент актуализации схемы теплоснабжения информация не предоставлена.								
ООО "Кузнечное сервис" (офис)	На момент актуализации схемы теплоснабжения информация не предоставлена.								
ИП Лысенков (продуктовый и промтоварный магазин «Солнышко»)	На момент актуализации схемы теплоснабжения информация не предоставлена.								
ИП Фазылова (продовольственный магазин) (расположен в жилом доме)	в жилом доме								
Всего администра-тивные и общест-венные здания:	-	-	-	-	-	-	-	-	1,299
Всего по котельной № 1 «Ровное»:	-	-	-	-	-	-	-	-	7,33

Продолжение таблицы 1.27.

Адрес дома	Год постройки	Этаж-ность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Количество квартир	Отапливаемый объем здания, м ³	Температура воздуха в отапливаемых помещениях, °С	Удельная тепловая характеристика для системы отопления, ккал/м ³ ч °С	Среднечасовой расход тепла на отопление, Гкал/ч
Котельная № 2 «КНИ»									
ул. Центральная, 1	1963	1	212,8	78,6	2	933	20	0,658	0,030
ул. Центральная, 5	1957	1	107,34	73,17	4	481	20	0,532	0,013
ул. Центральная, 5а	1960	1	113	76,1	4	339	20	0,778	0,013
ул. Центральная, 6	1964	2	491,55		12	2050	20	0,575	0,058
ул. Центральная, 7	1961	1	124,8	75,6	4	374,4	20	0,755	0,014
ул. Центральная, 7а	1960	1	153,92	75,3	4	461,76	20	0,728	0,016
ул. Центральная, 9	1958	1	110,66	77,7	4	531	20	0,578	0,015
ул. Центральная, 9а	1958	1	107,86	76,68	4	475	20	0,585	0,014
ул. Центральная, 10	1962	1	124,5	77,6	2	373,5	20	0,75	0,014
ул. Центральная, 11	1960	1	111,83	76,22	4	497	20	0,709	0,017
ул. Центральная, 11а	1961	1	110,6	75,96	4	475	20	0,712	0,017
ул. Центральная, 12	1990	1	110,9	68,4	2	332,7	20	0,77	0,013
ул. Центральная, 13	1957	1	107,97	73,39	4	473	20	0,712	0,016
ул. Центральная, 14	1962	1	161,1	90,7	4	483,3	20	0,711	0,017
ул. Центральная, 15	1961	1	131,3	79,3	2	393,9	20	0,74	0,014
ул. Центральная, 17	1960	1	108,2	65,9	2	449	20	0,725	0,016
ул. Железнодорожная, 4	1957	1	175,4	117,16	4	807	20	0,53	0,021
ул. Приозерское шоссе, 1	1967	3	531,68	301,35	12	3120	20	0,485	0,074
ул. Приозерское шоссе, 4	1983	4	2588,2	1495,2	48	10256	20	0,388	0,195
ул. Приозерское шоссе, 5	1990	4	2595,2	1520,4	48	6240	20	0,428	0,131
ул. Приозерское шоссе, 6	1980	4	2591,5	1508,4	4	10259	20	0,387	0,194
ул. Приозерское шоссе, 6а	1954	1	172,62	112,3	4	788	20	0,532	0,021

Продолжение таблицы 1.27.

Адрес дома	Год постройки	Этажность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Количество квартир	Отапливаемый объем здания, м ³	Температура воздуха в отапливаемых помещениях, °С	Удельная тепловая характеристика для системы отопления, ккал/м ³ ч °С	Среднечасовой расход тепла на отопление, Гкал/ч
ул. Приозерское шоссе, 6б	1950	1	173,44	112,75	4	783	20	0,532	0,020
ул. Приозерское шоссе, 7	1969	3	958,85	585,56	24	3120	20	0,496	0,076
ул. Приозерское шоссе, 8	1954	1	172,99	114,99	4	763	20	0,535	0,020
ул. Приозерское шоссе, 8а	1954	1	173,48	115,07	4	747	20	0,536	0,020
ул. Приозерское шоссе, 9	1971	3	965,01	590,54	24	3120	20	0,496	0,076
ул. Приозерское шоссе, 11	1971	3	1223,65	802,92	27	4925	20	0,452	0,109
ул. Приозерское шоссе, 13	1957	1	111,42	76,04	4	486	20	0,582	0,014
ул. Приозерское шоссе, 14	1966	2	535,37	307,46	12	2575	20	0,516	0,065
ул. Приозерское шоссе, 15	1962	1	94,09	51,09	4	282,27	20	0,79	0,011
ул. Приозерское шоссе, 16	1969	2	533,98	302,73	12	2080	20	0,53	0,054
ул. Приозерское шоссе, 17	1986	4	2557,5	1494,6	48	10069	20	0,39	0,192
ул. Приозерское шоссе, 18	1965	2	532,8	305	12	2100	20	0,528	0,054
ул. Приозерское шоссе, 20	1960	1	111	75,44	4	355,2	20	0,77	0,013
ул. Приозерское шоссе, 21	1993	1	272,9	174,25	2	873,28	20	0,658	0,028

Продолжение таблицы 1.27.

Адрес дома	Год постройки	Этаж- ность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Коли- чество квартир	Отапли- ваемый объем здания, м ³	Температура воздуха в отапливаемых помещениях, °С	Удельная тепловая характеристика для системы отопле- ния, ккал/м ³ ч °С	Среднечасовой расход тепла на отопление, Гкал/ч
ул. Приозерское шоссе, 22	1960	1	128,91	75,8	4	412,512	20	0,755	0,015
ул. Приозерское шоссе, 23	2000	1	489	356,3	4	1564,8	20	0,585	0,045
ул. Приозерское шоссе, 24	1957	1	107,95	74,54	4	473	20	0,583	0,013
ул. Приозерское шоссе, 26	1958	1	114,05	79,07	4	487	20	0,581	0,014
ул. Приозерское шоссе, 28	1992	1	130,9	66,4	4	392,7	20	0,74	0,014
ул. Приозерское шоссе, 30	1957	1	113,68	76,4	4	494	20	0,58	0,014
Квартира в спорт- клубе «Алмаз» (ул. Приозерское шоссе, 10)	-	-	79,89	-	-	-	20	0,555	0,007
Здание столовой- общеежития ул. Приозерское шоссе, д. 3	1973	2	702,3	221	-	4194	20	0,468	0,096
Итого жилые дома:									1,902
Административные и общественные потребители									
МУК КСЦ «Юбилей- ный» МО КГП (спортклуб «Алмаз») (ул. Приозерское шоссе, д. 10)	-	-	527,2	-	-	1581,6	20	0,56	0,046

Продолжение таблицы 1.27.

Адрес дома	Год постройки	Этажность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Количество квартир	Отапливаемый объем здания, м ³	Температура воздуха в отапливаемых помещениях, °С	Удельная тепловая характеристика для системы отопления, ккал/м ³ ч °С	Среднечасовой расход тепла на отопление, Гкал/ч
Баня (<u>временно отключена от системы теплоснабжения</u>)	На момент актуализации схемы теплоснабжения информация не предоставлена.								
ЗАО «ЛСР-Базовые» (общежитие)	1969	1	417,5	-	-	1818	20	0,535	0,048
ИП Забавина (продовольственный магазин) (расположен в жилом доме)	в жилом доме								
Всего административные и общественные здания:	-	-	-	-	-	-	-	-	0,093
Всего по котельной № 2 «КНИ»:									2,041
Всего котельные МП «ТеплоГарант»:									9,37
Потребители от автономных источников теплоснабжения									
Жилой дом ул. Привокзальная, 5 (от электродтла РУСНИТ 245М 45 кВт)	1989	2	1281,3	427,3	16	4875	20	0,452	0,108
Жилой дом ул. Привокзальная, 7 (электрообогреватели)	1962	2	514,4	нет данных	12	1912	20	0,535	0,050
Жилой дом ул. Привокзальная, 8 (электрообогреватели)	1962	2	515	нет данных	12	1912	20	0,535	0,050

Продолжение таблицы 1.27.

Адрес дома	Год постройки	Этажность	Общая площадь здания, м ²	Жилая площадь, м ²	Количество квартир	Отапливаемый объем здания, м ³	Температура воздуха в отапливаемых помещениях, °С	Удельная тепловая характеристика для системы отопления, ккал/м ³ ч °С	Среднечасовой расход тепла на отопление, Гкал/ч
Жилой дом ул. Привокзальная, 9 (электрообогреватели)	1962	2	458,3	293,4	12	1920	20	0,535	0,050
Жилой дом ул. Привокзальная, 1.51 (бытовые печи) (планируется снос)	1961	2	454,3	293,6	12	1920	20	0,535	0,050
Жилой дом ул. Привокзальная, 52 (от электрокотла РУСНИТ 245М 45 кВт)	1978	2	512,7	350,2	12	1988	20	0,53	0,052

Расчет среднечасовых и максимальных часовых тепловых нагрузок хозяйственно-бытового горячего водоснабжения потребителей выполнен в соответствии с СП 30.13330.2020 Свод правил «СНиП 2.04.01-85* Внутренний водопровод и канализация зданий».

Вероятность действия санитарно-технических приборов P^h определяется по формуле

$$P_h = \frac{q_{hr,u} \cdot U}{q_0^h \cdot N \cdot 3600} \quad \text{или} \quad NP_h = \frac{q_{hr,u} \cdot U}{q_0^h \cdot 3600}, \quad (1.2)$$

где $q_{hr,u}$ – расход горячей воды на одного потребителя в час наибольшего водопотребления, л/ч (таблица А.2 СП 30.13330.2020);

U – количество потребителей (для жилых домов – жильцов), чел.;

q_0^h – расход горячей воды одним санитарно-техническим прибором, л/с;

N – количество установленных санитарно-технических приборов.

Максимальный расчетный расход горячей воды потребителем q^h , л/с определяется по формуле

$$q = 5 \cdot q_0^h \cdot \alpha_h, \quad (1.3)$$

где α_h – коэффициент, определяемый по приложению Б СП 30.13330.2020 в зависимости от количества установленных санитарно-технических приборов, обслуживающих систему, и вероятности их действия P (NP) (при $P > 0,1$ и $N \leq 200$ применяется таблица Б.1; при других значениях P и N – таблица Б.2).

Вероятность использования санитарно-технических приборов для системы в целом P_{hr} следует определять по формуле

$$P_{hr} = \frac{3600 \cdot P \cdot q_0^h}{q_0^{hr}} \quad (1.4)$$

где $q_{0,hr}^h$ – расход воды одним санитарно-техническим прибором, л/ч.

Максимальный часовой расход горячей воды потребителем q_{hr} , м³/ч, определяется по формуле

$$q_{hr} = 5 \cdot q_{0,hr}^h \cdot \alpha_{hr}, \quad (1.5)$$

где α_{hr} – коэффициент, определяемый по приложению Б (таблицы Б.1, Б.2) в зависимости от общего числа санитарно-технических приборов, обслуживающих систему, и вероятности их использования P_{hr} .

Средний часовой расход горячей воды q_T^h , м³/ч, определяется по формуле

$$q_T^h = \frac{q_u^h \cdot U}{1000 \cdot 24} \quad (1.6)$$

где q_u^h – норма расхода горячей воды на одного потребителя (принимается по таблице А.2 СП 30.13330.2020).

Расход тепла на приготовление горячей воды с учетом потерь тепла подающими и циркуляционными трубопроводами:

- в течение среднего часа:

$$Q_T^h = q_T^h \cdot (t^h - t^c) \cdot 10^3 + Q^{ht}, \text{ ккал/ч} \quad (1.7)$$

- в течение часа наибольшего водопотребления:

$$Q_{hr}^h = q_{hr}^h \cdot (t^h - t^c) \cdot 10^3 + Q^{ht}, \text{ ккал/ч.} \quad (1.8)$$

t^h – температура горячей воды в местах водоразбора или на границе балансовой принадлежности, принимается равной 55 °С;

t^c – температура холодной воды, принимается равной 5 °С;

Q^{ht} принимается в размере 30 %.

Ввиду отсутствия данных для расчета хозяйственно-бытового водоснабжения административных (общественных) потребителей расчет выполнен для объектов жилищного фонда. Результаты расчета приведены в таблице 1.28.

Таблица 1.28 – Расчет тепловых нагрузок на хозяйственно-бытовое горячее водоснабжение объектов жилищного фонда п. г. т. Кузнечное в соответствии с СП 30.13330.2020

Наименование потребителей	Численность потребителей, чел.	Количество санитарно-технических приборов в здании, ед.	Среднесуточный расход горячей воды, $q_{u,m}^h$ л/сутки на одного потребителя	Расход горячей воды в час наибольшего водопотребления, $q_{hr,u}^h$, л/ч на одного жителя	Расход горячей воды санитарно-техническим прибором, л/с		Вероятность действия санитарно-технических приборов NP	Максимальный секундный расчетный расход горячей воды, q^h , л/с	Вероятность использования санитарно-технических приборов в течение часа, NPhr	Максимальный часовой расчетный расход горячей воды q_{hr}^h , м³/ч	Среднечасовой расход горячей воды, q_T^h , м³/ч	Потери тепла подающими и циркуляционными трубопроводами Q_{ht}^h , Гкал/ч	Расход тепла на приготовление горячей воды в течение среднего часа, Q_T^h , Гкал/ч	Расход тепла на приготовление горячей воды в течение часа максимального водопотребления, Q_{hr}^h , Гкал/ч
					q_o^h , л/с	$q_{o,hr}^h$, л/ч								
Жилищный фонд (от котельной № 1 «Ровное»)														
ул. Гагарина, 1	196	270	70	6,5	0,2	200	1,77	1,345	6,37	3,01	0,572	0,0086	0,037	0,159
ул. Гагарина, 2	54	90	70	6,5	0,2	200	0,49	0,672	1,76	1,33	0,158	0,0024	0,010	0,069
ул. Гагарина, 3	199	270	70	6,5	0,2	200	1,80	1,35	6,47	3,04	0,580	0,0087	0,038	0,161
ул. Гагарина, 4	59	90	70	6,5	0,2	200	0,53	0,698	1,92	1,40	0,172	0,0026	0,011	0,073
ул. Гагарина, 5	104	180	70	6,5	0,2	200	0,94	0,937	3,38	1,984	0,303	0,0046	0,020	0,104
ул. Гагарина, 6	201	270	70	6,5	0,2	200	1,81	1,3544	6,53	3,063	0,586	0,0088	0,038	0,162
ул. Гагарина, 7	110	135	70	6,5	0,2	200	0,99		3,58	2,058	0,321	0,0048	0,021	0,108
ул. Гагарина, 8	130	135	70	6,5	0,2	200	1,17	1,056	4,23	2,29	0,379	0,0057	0,025	0,120
ул. Юбилейная, 1	115	180	70	6,5	0,2	200	1,04	0,9888	3,74	2,116	0,335	0,0050	0,022	0,111
ул. Юбилейная, 2	100	180	70	6,5	0,2	200	0,90	0,916	3,25	1,9355	0,292	0,0044	0,019	0,101
ул. Юбилейная, 4	202	180	70	6,5	0,2	200	1,82	1,3588	6,57	3,075	0,589	0,0088	0,038	0,163
ул. Юбилейная, 7	76	132	70	6,5	0,2	200	0,69	0,797	2,47	1,632	0,222	0,0033	0,014	0,085
ул. Юбилейная, 9	88	132	70	6,5	0,2	200	0,79	0,855	2,86	1,786	0,257	0,0039	0,017	0,093
ул. Юбилейная, 10	187	180	70	6,5	0,2	200	1,69	1,3014	6,08	2,917	0,545	0,0082	0,035	0,154
ул. Юбилейная, 11	147	180	70	6,5	0,2	200	1,33	1,1344	4,78	2,483	0,429	0,0064	0,028	0,131
ул. Юбилейная, 12	167	180	70	6,5	0,2	200	1,51	1,22	5,43	2,703	0,487	0,0073	0,032	0,142
ул. Пионерская, 1	166	180	70	6,5	0,2	200	1,50	1,215	5,40	2,693	0,484	0,0073	0,031	0,142
ул. Пионерская, 3	171	180	70	6,5	0,2	200	1,54	1,2334	5,56	2,746	0,499	0,0075	0,032	0,145
ул. Пионерская, 4	15	24	70	6,5	0,2	200	0,14	0,389	0,49	0,672	0,044	0,0007	0,003	0,034

Продолжение таблицы 1.28

Наименование потребителей	Численность потребителей, чел.	Количество санитарно-технических приборов в здании, ед.	Среднесуточный расход горячей воды, $q_{u,m}^h$ л/сутки на одного потребителя	Расход горячей воды в час наибольшего водопотребления, $q_{hr,u}^h$, л/ч на одного жителя	Расход горячей воды санитарно-техническим прибором, л/с		Вероятность действия санитарно-технических приборов NP	Максимальный секундный расчетный расход горячей воды, q^h , л/с	Вероятность использования санитарно-технических приборов в течение часа, NPhr	Максимальный часовой расчетный расход горячей воды q_{hr}^h , м ³ /ч	Среднечасовой расход горячей воды, q_T^h , м ³ /ч	Потери тепла подающими и циркуляционными трубопроводами Q_{ht}^h , Гкал/ч	Расход тепла на приготовление горячей воды в течение среднего часа, Q_T^h , Гкал/ч	Расход тепла на приготовление горячей воды в течение часа максимального водопотребления, Q_{hr}^h , Гкал/ч
ул. Пионерская, 12	12	18	70	6,5	0,2	200	0,11	0,355	0,39	0,602	0,035	0,0005	0,002	0,031
ул. Пионерская, 14	25	18	70	6,5	0,2	200	0,23	0,476	0,81	0,866	0,073	0,0011	0,005	0,044
ул. Молодёжная, 3	17	24	70	6,5	0,2	200	0,15	0,399	0,55	0,711	0,050	0,0007	0,003	0,036
ул. Молодёжная, 5	15	24	70	6,5	0,2	200	0,14	0,389	0,49	0,672	0,044	0,0007	0,003	0,034
ул. Молодёжная, 7	23	24	70	6,5	0,2	200	0,21	0,458	0,75	0,832	0,067	0,0010	0,004	0,043
ул. Молодёжная, 8	15	24	70	6,5	0,2	200	0,14	0,389	0,49	0,672	0,044	0,0007	0,003	0,034
ул. Садовая, 3	19	24	70	6,5	0,2	200	0,17	0,42	0,62	0,755	0,055	0,0008	0,004	0,039
ул. Новостроек, 4	237	270	70	6,5	0,2	200	2,14	1,496	7,70	3,431	0,691	0,0104	0,045	0,182
Общежитие ул. Ладожская, д. 5	210	177	70	6,38	0,14	60	2,66	1,1956	22,33	2,251	0,6125	0,0092	0,040	0,122
Итого:												0,134	0,5801	2,821
Жилищный фонд (от котельной № 2 «КНИ»)														
ул. Центральная, 6	18	36	70	6,5	0,2	200	0,16	0,41	0,59	0,736	0,053	0,0008	0,003	0,038
ул. Приозерское шоссе, 1	17	36	70	6,5	0,2	200	0,15	0,399	0,55	0,711	0,050	0,0007	0,003	0,036
ул. Приозерское шоссе, 4	122	144	70	6,5	0,2	200	1,10	1,021	3,97	2,199	0,356	0,0053	0,023	0,115
ул. Приозерское шоссе, 5	139	144	70	6,5	0,2	200	1,25	1,096	4,52	2,393	0,405	0,0061	0,026	0,126

Продолжение таблицы 1.28

Наименование потребителей	Численность потребителей, чел.	Количество санитарно-технических приборов в здании, ед.	Среднесуточный расход горячей воды, $q_{u,m}^h$ л/сутки на одного потребителя	Расход горячей воды в час наибольшего водопотребления, $q_{hr,u}^h$, л/ч на одного жителя	Расход горячей воды санитарно-техническим прибором, л/с		Вероятность действия санитарно-технических приборов NP	Максимальный секундный расчетный расход горячей воды, q^h , л/с	Вероятность использования санитарно-технических приборов в течение часа, NPhr	Максимальный часовой расчетный расход горячей воды q_{hr}^h , м ³ /ч	Среднечасовой расход горячей воды, q_T^h , м ³ /ч	Потери тепла подающими и циркуляционными трубопроводами Q_{ht}^h , Гкал/ч	Расход тепла на приготовление горячей воды в течение среднего часа, Q_T^h , Гкал/ч	Расход тепла на приготовление горячей воды в течение часа максимального водопотребления, Q_{hr}^h , Гкал/ч
ул. Приозерское шоссе, 6	103	12	70	6,5	0,2	200	0,93	0,932	3,35	1,973	0,300	0,0045	0,02	0,103
ул. Приозерское шоссе, 7	42	72	70	6,5	0,2	200	0,38	0,595	1,37	1,154	0,123	0,0018	0,008	0,060
ул. Приозерское шоссе, 9	34	72	70	6,5	0,2	200	0,31	0,542	1,11	1,026	0,099	0,0015	0,006	0,053
ул. Приозерское шоссе, 11	53	81	70	6,5	0,2	200	0,48	0,665	1,72	1,315	0,155	0,0023	0,01	0,068
ул. Приозерское шоссе, 14	17	36	70	6,5	0,2	200	0,15	0,399	0,55	0,88	0,050	0,0007	0,003	0,045
ул. Приозерское шоссе, 16	30	36	70	6,5	0,2	200	0,27	0,51	0,98	0,959	0,088	0,0013	0,006	0,049
ул. Приозерское шоссе, 17	115	144	70	6,5	0,2	200	1,04	1,009	3,74	2,116	0,335	0,0050	0,022	0,111
ул. Приозерское шоссе, 18	21	36	70	6,5	0,2	200	0,19	0,439	0,68	0,791	0,061	0,0009	0,004	0,04
Квартира в спорт-клубе, ул. Приозерское шоссе, 12	5	3	70	6,5	0,2	200	0,05	0,273	0,16	0,41	0,015	0,0002	0,001	0,021
Здание столовой-общепития ул. Приозерское	27	18	45	5,4	0,14	60	0,29	0,3682	2,43	0,4848	0,051	0,0008	0,0033	0,025

Наименование потребителей	Численность потребителей, чел.	Количество санитарно-технических приборов в здании, ед.	Среднесуточный расход горячей воды, $q_{u,m}^h$ л/сутки на одного потребителя	Расход горячей воды в час наибольшего водопотребления, $q_{hr,u}^h$, л/ч на одного жителя	Расход горячей воды санитарно-техническим прибором, л/с		Вероятность действия санитарно-технических приборов NP	Максимальный секундный расчетный расход горячей воды, q^h , л/с	Вероятность использования санитарно-технических приборов в течение часа, NPhr	Максимальный часовой расчетный расход горячей воды q_{hr}^h , м ³ /ч	Среднечасовой расход горячей воды, q_t^h , м ³ /ч	Потери тепла подающими и циркуляционными трубопроводами Q_{th}^h , Гкал/ч	Расход тепла на приготовление горячей воды в течение среднего часа, Q_t^h , Гкал/ч	Расход тепла на приготовление горячей воды в течение часа максимального водопотребления, Q_{hr}^h , Гкал/ч
шоссе, д. 3														
Итого:												0,032	0,139	0,889
Всего по жилищному фонду п.г.т. Кузнечное:												0,166	0,719	3,710

1.5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

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

1.5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления, за отопительный период и за год в целом

Отпуск тепла от котельных № 1, № 2 п.г.т. Кузнечное потребителям тепловой энергии в 2025 году приведен в таблице 1.29.

Таблица 1.29 – Отпуск тепла от котельных № 1, № 2 п.г.т. Кузнечное потребителям тепловой энергии в 2025 (данные теплоснабжающей организации)

Год	Полезный отпуск тепловой энергии потребителям, Гкал		
	Всего	Отопление, вентиляция	ГВС
2025	24855	21695	3160

Сведения о фактическом потреблении тепловой энергии с разбивкой по потребителям не были предоставлены.

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

В соответствии с "Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг» (утв. Постановлениями Правительства РФ от 23 мая 2006 г. № 306, от 12 сентября 2021 г. № 1598) нормативы потребления коммунальных услуг и нормативы потребления коммунальных ресурсов, потребляемых при использовании и содержании общего имущества в многоквартирном доме, утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. Контроль за соблюдением уполномоченными органами требований к составу нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов, потребляемых при использовании и содержании общего имущества в многоквартирном доме, условиям и методам установления нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов, потребляемых при использовании и содержании общего имущества в многоквартирном доме, а также обоснованности размера установленного норматива потребления коммунальных услуг и норматива потребления коммунального ресурса, потребляемого при использовании и содержании общего имущества в многоквартирном доме, осуществляется органами государственного жилищного надзора субъектов Российской Федерации.

При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома

(этажность; год постройки; вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая); материал стен; площадь ограждающих конструкций, износ инженерных систем и др.).

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются следующие показатели: в отношении горячего водоснабжения – м³ на 1 человека; в отношении отопления – Гкал на 1 м² общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома.

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

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению утверждены Постановлением Правительства Ленинградской области от 24 ноября 2010 года № 313 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета» (в ред. постановления Правительства Ленинградской области от 30.12.2014 г. № 647). Нормативы потребления тепловой энергии на отопление для потребителей Ленинградской области при отсутствии приборов учета приведены в таблице 1.30.

Таблица 1.30 – Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению потребителями в жилых помещениях в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области при отсутствии приборов учета утверждены постановлением Правительства Ленинградской области от 24.11.2010 г. № 313

№ п/п	Классификационные группы многоквартирных домов и жилых домов	Норматив потребления тепловой энергии, Гкал/м ² 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

1. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению установлены в соответствии с требованиями к качеству коммунальных услуг, предусмотренными законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

2. При определении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению учтены конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома: материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных коммуникаций и оборудования, а также количество этажей и год постройки многоквартирного дома (до и после 1999 года).

3. В норматив отопления включен расход тепловой энергии исходя из расчета расхода на 1 кв. м площади жилых помещений для обеспечения температурного режима жилых помещений, содержания общего имущества многоквартирного дома с учетом требований к качеству данной коммунальной услуги за период, равный продолжительности отопительного сезона, деленный на 12 месяцев (в ред. Постановления Правительства Ленинградской области от 30.12.2014 N 647).

4. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению распространяются на общежития (коммунальные квартиры).

5. Оплата коммунальной услуги по отоплению осуществляется потребителям равномерно за все расчетные месяцы календарного года (п. 5 введен Постановлением Правительства Ленинградской области от 30.12.2014 № 647).

Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в

жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории Ленинградской области установлены постановлением Правительства Ленинградской области от 28 декабря 2017 года № 632, представлены в таблицах 1.31 – 1.32.

Таблица 1.31 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории Ленинградской области установлены постановлением Правительства Ленинградской области от 28 декабря 2017 года № 632

№ п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома	Единица измерения	Норматив потребления холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, куб. метр на 1 человека в месяц
			Горячее водоснабжение
1	Дома с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные:		
1.1	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1650 до 1700 мм с душем	куб. метров в месяц на человека	2,97
1.2	унитазами, раковинами, мойками, ваннами от 1500 до 1550 мм с душем	куб. метров в месяц на человека	2,92
1.3	унитазами, раковинами, мойками, сидячими ваннами (1200 мм) с душем	куб. метров в месяц на человека	2,87
1.4	унитазами, раковинами, мойками, душем	куб. метров в месяц на человека	2,37
1.5	унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	куб. метров в месяц на человека	1,51
2	Дома с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные раковинами, мойками	куб. метров в месяц на человека	0,70
3	Дома, используемые в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми, с централизованным холодным водоснабжением, горячим водоснабжением, водоотведением	куб. метров в месяц на человека	1,72

Таблица 1.32 – Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилых помещениях в многоквартирных домах и жилых домах на территории Ленинградской области (в ред. постановления Правительства Ленинградской области от 28.12.2017 г. № 632)

Система горячего водоснабжения	Норматив расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды, в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению (Гкал на 1 м³ в месяц)	
	с наружной сетью горячего водоснабжения	без наружной сети горячего водоснабжения
С изолированными стояками:		
- с полотенцесушителями	0,069	0,066
- без полотенцесушителей	0,063	0,061
С неизолированными стояками:		
- с полотенцесушителями	0,074	0,072
- без полотенцесушителей	0,069	0,066

Нормативы потребления коммунальной услуги горячему водоснабжению на общедомовые нужды в многоквартирных домах на территории Ленинградской области при отсутствии приборов учета согласно от 11 февраля 2013 года № 25 (в редакции постановления Правительства Ленинградской области от 28 июня 2013 года № 180) рассчитываются по формуле

$$N_{\text{одн}} = 0,09 \times K/S_{\text{ои}} , \quad (1.5)$$

где $N_{\text{одн}}$ – норматив потребления коммунальной услуги по холодному (горячему) водоснабжению в кубических метрах в месяц на квадратный метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

0,09 – горячей воды на общедомовые нужды (кубических метров в месяц на 1 человека);

K – численность жителей, проживающих в многоквартирном доме;

$S_{\text{ои}}$ – общая площадь помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирных домах (кв. м).

Общая площадь помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме, определяется как суммарная площадь следующих помещений, не являющихся частями квартир многоквартирного дома и предназначенных для обслуживания более одного помещения в многоквартирном доме (согласно сведениям, указанным в паспорте многоквартирного дома): межквартирных лестничных площадок, лестниц, коридоров, тамбуров, холлов, вестибюлей, колясочных, помещений охраны (консьержа), в этом многоквартирном доме, не принадлежащих отдельным собственникам.

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

В таблицах 1.33 – 1.34 приведено сравнение величин договорных тепловых нагрузок систем отопления и хозяйственно-бытового горячего водоснабжения, предоставленных теплоснабжающей организацией, и расчетных тепловых нагрузок, определенных по укрупненным показателям.

Таблица 1.33 – Сравнение величин договорных тепловых нагрузок и расчетных тепловых нагрузок, определенных по укрупненным показателям (система отопления)

Адрес дома	Среднечасовой расход тепла на отопление (расчет по укрупненным показателям на температуру наружного воздуха для проектирования системы отопления минус 26 °С), Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка системы отопления (предоставлена теплоснабжающей организацией), Гкал/ч	Отклонение расчетной максимальной тепловой нагрузки от договорной	
			Гкал/ч	%
Котельная № 1 «Ровное»				
ул. Гагарина, 1	0,306	0,313	-0,007	-2,16
ул. Гагарина, 2	0,127	0,129	-0,002	-1,92
ул. Гагарина, 3	0,315	0,322	-0,007	-2,28
ул. Гагарина, 4	0,122	0,126	-0,004	-2,99
ул. Гагарина, 5	0,224	0,23	-0,006	-2,43
ул. Гагарина, 6	0,290	0,297	-0,007	-2,23
ул. Гагарина, 7	0,205	0,182	-0,023	12,64
ул. Гагарина, 8	0,205	0,183	0,022	12,16
ул. Юбилейная, 1	0,284	0,238	0,046	19,12
ул. Юбилейная, 2	0,201	0,203	-0,002	-0,95
ул. Юбилейная, 3	0,192	0,158	0,034	21,40
ул. Юбилейная, 4	0,278	0,285	-0,007	-2,37
ул. Юбилейная, 5	0,187	0,162	0,025	15,29
ул. Юбилейная, 6	0,060	0,061	-0,001	-1,62
ул. Юбилейная, 7	0,185	0,152	0,033	21,71
ул. Юбилейная, 8	0,064	0,064	0	0,33
ул. Юбилейная, 9	0,188	0,151	0,037	24,5
ул. Юбилейная, 10	0,258	0,227	0,031	13,49
ул. Юбилейная, 11	0,257	0,227	0,030	13,40
ул. Юбилейная, 12	0,258	0,228	0,030	12,99
ул. Пионерская, 1	0,257	0,233	0,024	10,22
ул. Пионерская, 3	0,257	0,232	0,025	10,69
ул. Пионерская, 4	0,041	0,049	-0,008	-17,15
ул. Пионерская, 6	0,041	0,049	-0,008	-17,20
ул. Пионерская, 8	0,065	0,076	-0,011	-14,51
ул. Пионерская, 10	0,066	0,077	-0,011	-14,87
ул. Пионерская, 12	0,040	0,048	-0,008	-16,50
ул. Пионерская, 14	0,049	0,049	0	-0,22
ул. Молодёжная, 3	0,059	0,06	-0,001	-0,90
ул. Молодёжная, 5	0,059	0,06	-0,001	-0,99

Продолжение таблицы 1.33.

Адрес дома	Среднечасовой расход тепла на отопление (расчет по укрупненным показателям на температуру наружного воздуха для проектирования системы отопления минус 26 °С), Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка системы отопления (теплоснабжающей организацией), Гкал/ч	Отклонение расчетной максимальной тепловой нагрузки от договорной	
			Гкал/ч	%
ул. Молодёжная, 6	0,060	0,06	0	0,06
ул. Молодёжная, 7	0,060	0,06	0	-0,69
ул. Молодёжная, 8	0,057	0,057	0	0,82
ул. Молодёжная, 9	0,063	0,063	0	-0,32
ул. Садовая, 3	0,059	0,06	-0,001	-1,49
ул. Новостроек, 4	0,316	0,323	-0,007	-2,26
Общежитие ул. Ладожская, д. 5	0,277	0,219	0,058	26,46
Итого жилые дома:	6,03	5,713	0,318	5,56
Административные и общественные потребители				
ГБУЗ ЛО «Приозерская МБ» (ул. Гагарина, 2а) (инв. № 207)	0,191	0,204	-0,013	-6,50
МДОУ «Детский сад № 11» (ул. Юбилейная, 6а)	0,102	0,1029	-0,001	-1,10
МУК КСЦ «Юбилейный» МО КГП (дом культуры) (ул. Юбилейная, 7а) (инв. № 143)	0,144	0,144	0,000	-0,25
МОУ «Кузнеченская СОШ» (ул. Пионерская, 1а)	0,633	0,633	0	0
ГКУ Леноблпожспас (пож.часть № 144)	0,032	0,032	0	0
Администрация МО Кузнечинское городское поселение (ул. Гагарина, 5а) (инв. № 209)	0,111	0,034	0,035	46,6
МУ ДО «КДШИ» (школа искусств) (расположена в здании администрации, ул. Гагарина, 5а)		0,0414		
МУП «Фармация» (аптека, расположена в жилом доме) ²	-	0,00254	-	-
ИП Иванова И. (стоматология) (расположена в жилом доме) ²	-	0,0016	-	-
Баня, прачечная (ул. Молодежная, 10) (инв. № 60)	0,087	0,086	0,001	1,1
ЗАО «Фармарин» (аптека) (расположена в жилом доме) ²	-	0,0026	-	-

Продолжение таблицы 1.33.

Адрес дома	Среднечасовой расход тепла на отопление (расчет по укрупненным показателям на температуру наружного воздуха для проектирования системы отопления минус 26 °С), Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка системы отопления (предоставлена МП «Тепло-Гарант»), Гкал/ч	Отклонение расчетной максимальной тепловой нагрузки от договорной	
ИП Афанасьева М.В.(офис) (расположен в жилом доме) ²	-	0,00335	-	-
ИП Кибирова (промтоварный магазин) (расположен в жилом доме) ²	-	0,0028	-	-
Супермаркет «Пятерочка» (ул. Новостроек) ¹	-	0,0428	-	-
ООО «Кузнечное сервис» (офис) ¹	-	0,0222	-	-
ИП Лысенков (продуктовый и промтоварный магазин «Солнышко») ¹	-	0,0068	-	-
ИП Фазылова (продовольственный магазин) (расположен в жилом доме) ²	-	0,0014	-	-
Всего административные и общественные здания:	1,299 ³	1,3634	-0,065	-4,74
Всего по котельной № 1 «Ровное»:	7,3287 ³	7,0764	0,252	3,57
Котельная № 2 «КНИ»				
ул. Центральная, 1	0,03	0,03	0	0
ул. Центральная, 5	0,013	0,015	-0,002	-13,9
ул. Центральная, 5а	0,013	0,015	-0,002	-13,9
ул. Центральная, 6	0,058	0,058	0	-0,5
ул. Центральная, 7	0,014	0,016	-0,002	-14,1
ул. Центральная, 7а	0,016	0,015	0,001	9,7
ул. Центральная, 9	0,015	0,017	-0,002	-11,6
ул. Центральная, 9а	0,014	0,015	-0,001	-7,6
ул. Центральная, 10	0,014	0,017	-0,003	-19,4
ул. Центральная, 11	0,017	0,016	0,001	7,9
ул. Центральная, 11а	0,017	0,015	0,002	10,4
ул. Центральная, 12	0,013	0,016	-0,003	-21,6
ул. Центральная, 13	0,016	0,015	0,001	9,9
ул. Центральная, 14	0,017	0,018	-0,001	-5,6
ул. Центральная, 15	0,014	0,019	-0,005	-24,9
ул. Центральная, 17	0,016	0,016	0	0
ул. Железнодорожная, 4	0,021	0,024	-0,003	-12,8

Продолжение таблицы 1.33.

Адрес дома	Среднечасовой расход тепла на отопление (расчет по укрупненным показателям на температуру наружного воздуха для проектирования системы отопления минус 26 °С), Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка системы отопления (предоставлена МП «Тепло-Гарант»), Гкал/ч	Отклонение расчетной максимальной тепловой нагрузки от договорной	
ул. Приозерское шоссе, 1	0,074	0,058	0,016	28,0
ул. Приозерское шоссе, 4	0,195	0,193	0,002	0,9
ул. Приозерское шоссе, 5	0,131	0,205	-0,074	-36,2
ул. Приозерское шоссе, 6	0,194	0,193	0,001	0,5
ул. Приозерское шоссе, 6а	0,021	0,024	-0,003	-14,5
ул. Приозерское шоссе, 6б	0,020	0,024	-0,004	-15,1
ул. Приозерское шоссе, 7	0,076	0,088	-0,012	-13,9
ул. Приозерское шоссе, 8	0,020	0,023	-0,003	-13,0
ул. Приозерское шоссе, 8а	0,020	0,023	-0,003	-15,0
ул. Приозерское шоссе, 9	0,076	0,09	-0,014	-15,8
ул. Приозерское шоссе, 11	0,109	0,11	-0,001	-1,0
ул. Приозерское шоссе, 13	0,014	0,016	-0,002	-13,5
ул. Приозерское шоссе, 14	0,065	0,059	0,006	10,2
ул. Приозерское шоссе, 15	0,011	0,016	-0,005	-31,8
ул. Приозерское шоссе, 16	0,054	0,056	-0,002	-3,7
ул. Приозерское шоссе, 17	0,192	0,193	-0,001	-0,4
ул. Приозерское шоссе, 18	0,054	0,056	-0,002	-3,1
ул. Приозерское шоссе, 20	0,013	0,015	-0,002	-10,8
ул. Приозерское шоссе, 21	0,028	0,033	-0,005	-15,2
ул. Приозерское шоссе, 22	0,015	0,016	-0,001	-5,4
ул. Приозерское шоссе, 23	0,045	0,049	-0,004	-8,2
ул. Приозерское шоссе, 24	0,013	0,015	-0,002	-10,0
ул. Приозерское шоссе, 26	0,014	0,016	-0,002	-13,4
ул. Приозерское шоссе, 28	0,014	0,016	-0,002	-11,1
ул. Приозерское шоссе, 30	0,014	0,016	-0,002	-12,4
Квартира в спортклубе (ул. Приозерское шоссе, 10)	0,007	0,01	-0,003	-30,0
Здание столовой-общедоступного ул. Приозерское шоссе, д. 3	0,096	0,097	-0,001	-1,4
Итого жилые дома:	1,902	2,047	-0,145	-7,1

Продолжение таблицы 1.33.

Адрес дома	Среднечасовой расход тепла на отопление (расчет по укрупненным показателям на температуру наружного воздуха для проектирования системы отопления минус 26 °С), Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка системы отопления (предоставлена МП «Тепло-Гарант»), Гкал/ч	Отклонение расчетной максимальной тепловой нагрузки от договорной	
Административные и общественные потребители				
МУК КСЦ «Юбилейный» МО КГП (спортклуб «Алмаз») (ул. Приозерское шоссе, д. 10)	0,046	0,0683	-0,022	-32,7
Баня ¹	-	0,021	-	-
ЗАО «ЛСР-Базовые» (общежитие)	0,048	0,041	0,007	16,1
ИП Забавина (продовольственный магазин) (расположен в жилом доме) ²	-	0,0036	-	-
Всего административные и общественные здания:	0,094 ³	0,134	-0,04	-30,1
Всего по котельной № 2 «КНИ»:	2,042 ³	2,181	-0,139	-6,39
Всего котельные № 1 «Ровное» и № 2 «КНИ»:	9,37 ³	9,257	0,113	1,22
¹ На момент проведения технического обследования сведения для расчета тепловых нагрузок системы отопления укрупненным методом не были предоставлены. ² Потребители расположены в жилых домах. ³ В расчетной тепловой нагрузке не учтены объекты, по которым не были предоставлены исходные данные для расчета (промтоварный магазин (ИП Кибирова); супермаркет «Пятерочка»; офис ООО «Кузнечное сервис», продуктовый и промтоварный магазин «Солнышко» (ИП Лысенков); баня (от котельной № 2).				

Выводы: в таблице 1.33 (сравнительный анализ расчетных и договорных тепловых нагрузок системы отопления потребителей) в суммарной расчетной тепловой нагрузке не учтены объекты, по которым не были предоставлены исходные данные для расчета (промтоварный магазин (ИП Кибирова); супермаркет «Пятерочка»; офис ООО «Кузнечное сервис», продуктовый и промтоварный магазин «Солнышко» (ИП Лысенков); баня (от котельной № 2). В настоящее время здание бани отключено от системы централизованного теплоснабжения.

В целом по потребителям котельной № 1 «Ровное» расчетная тепловая нагрузка системы отопления (без учета объектов, по которым не были предоставлены исходные данные для расчета: промтоварный магазин (ИП Кибирова); супермаркет «Пятерочка»; офис ООО «Кузнечное сервис», продуктовый и промтоварный магазин (ИП Лысенков) «Солнышко» составляет 7,3287 Гкал/ч (превышает договорную тепловую нагрузку (с учетом перечисленных выше объектов) на 0,252 Гкал/ч (3,57 %).

В целом по потребителям котельной № 2 «КНИ» расчетная тепловая нагрузка (без учета бани) составляет 2,042 Гкал/ч (ниже договорной тепловой нагрузки (с учетом бани) на 0,139 Гкал/ч (6,4 %). В настоящее время баня временно отключена.

В целом по поселению расчетная тепловая нагрузка (без учета объектов, объекты, по которым не были предоставлены исходные данные для расчета) составляет 9,37 Гкал/ч при договорной тепловой нагрузке (с учетом всех потребителей) 9,257 Гкал/ч.

Отклонение суммарной расчетной тепловой нагрузки от договорной составляет 1,22 % (0,113 Гкал/ч) (суммарная расчетная тепловая нагрузка выше договорной, при этом в расчетной тепловой нагрузке не учтены объекты, по которым не были предоставлены исходные данные для расчета (промтоварный магазин (ИП Кибирова); супермаркет «Пятерочка»; офис ООО «Кузнечное сервис», продуктовый и промтоварный магазин (ИП Лысенков) «Солнышко»; баня (от котельной № 2).

Как видно из таблицы 1.33 для некоторых потребителей отклонение расчетной тепловой нагрузки системы отопления от договорной достигает 20 – 30 %, например:

- для жилого дома (ул. Юбилейная, 1) расчетная тепловая нагрузка на 19,12 % (0,046 Гкал/ч) ниже договорной;
- для жилого дома (ул. Юбилейная, 3) расчетная тепловая нагрузка на 21,4 % (0,034 Гкал/ч) выше договорной;
- для жилого дома (ул. Юбилейная, 7) расчетная тепловая нагрузка на 21,71 % (0,033 Гкал/ч) выше договорной;
- для жилого дома (ул. Юбилейная, 9) расчетная тепловая нагрузка на 24,5 % (0,037 Гкал/ч) выше договорной;
- для общежития (ул. Ладожская, 5) расчетная тепловая нагрузка на 26,46 % (0,058 Гкал/ч) выше договорной;
- для здания администрации и МУ ДО «КДШИ» (ул. Гагарина, 5а) расчетная

тепловая нагрузка на 46,6 % (0,035 Гкал/ч) выше договорной;

- для жилого дома (ул. Центральная, 10) расчетная тепловая нагрузка на 19,4 % (0,003 Гкал/ч) ниже договорной;

- для жилого дома (ул. Центральная, 12) расчетная тепловая нагрузка на 21,6 % (0,003 Гкал/ч) ниже договорной;

- для жилого дома (ул. Центральная, 15) расчетная тепловая нагрузка на 24,9 % (0,005 Гкал/ч) выше договорной;

- для жилого дома (ул. Приозерское шоссе, 1) расчетная тепловая нагрузка на 28 % (0,016 Гкал/ч) выше договорной;

- для жилого дома (ул. Приозерское шоссе, 5) расчетная тепловая нагрузка на 36,2 % (0,074 Гкал/ч) ниже договорной;

- для жилого дома (ул. Приозерское шоссе, 15) расчетная тепловая нагрузка на 31,8 % (0,005 Гкал/ч) ниже договорной;

- для спортклуба «Алмаз» и квартиры (ул. Приозерское шоссе, 10) расчетная тепловая нагрузка на 30 % и 32,7 % (0,003 Гкал/ч и 0,022 Гкал/ч) соответственно ниже договорной.

Соответственно, для правильного распределения потребления тепловой энергии между потребителями необходимы пересмотр и корректировка договорных тепловых нагрузок системы отопления.

Таблица 1.34 – Сравнение величин договорных тепловых нагрузок и расчетных тепловых нагрузок, определенных по укрупненным показателям (система хозяйственно-бытового горячего водоснабжения) (для объектов жилищного фонда)

Наименование потребителей	Расход тепла на приготовление горячей воды в течение среднего часа, $Q_{г}^h$, Гкал/ч	Расход тепла на приготовление горячей воды в течение часа максимального водопотребления $Q_{гг}^h$, Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка (максимальная), Гкал/ч	Отклонение расчетной максимальной тепловой нагрузки от договорной	
				Гкал/ч	%
Жилищный фонд (от котельной № 1 «Ровное»)					
ул. Гагарина, 1	0,037	0,159	0,135	0,024	17,89
ул. Гагарина, 2	0,010	0,069	0,037	0,032	86,44
ул. Гагарина, 3	0,038	0,161	0,137	0,024	17,43
ул. Гагарина, 4	0,011	0,073	0,041	0,032	77,39
ул. Гагарина, 5	0,020	0,104	0,072	0,032	44,10
ул. Гагарина, 6	0,038	0,162	0,139	0,023	16,51
ул. Гагарина, 7	0,021	0,108	0,076	0,032	41,73
ул. Гагарина, 8	0,025	0,120	0,09	0,030	33,65
ул. Юбилейная, 1	0,022	0,111	0,079	0,032	40,29
ул. Юбилейная, 2	0,019	0,101	0,069	0,032	46,59
ул. Юбилейная, 4	0,038	0,163	0,139	0,024	16,97

Продолжение таблицы 1.34

Наименование потребителей	Расход тепла на приготовление горячей воды в течение среднего часа, Q_T^h , Гкал/ч	Расход тепла на приготовление горячей воды в течение часа максимального водопотребления Q_{hg}^h , Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка (максимальная), Гкал/ч	Отклонение расчетной максимальной тепловой нагрузки от договорной	
				Гкал/ч	%
ул. Юбилейная, 7	0,014	0,085	0,052	0,033	63,32
ул. Юбилейная, 9	0,017	0,093	0,061	0,03	52,7
ул. Юбилейная, 10	0,035	0,154	0,129	0,025	19,40
ул. Юбилейная, 11	0,028	0,131	0,101	0,030	29,29
ул. Юбилейная, 12	0,032	0,142	0,115	0,027	23,88
ул. Пионерская, 1	0,031	0,142	0,114	0,028	24,48
ул. Пионерская, 3	0,032	0,145	0,118	0,027	22,70
ул. Пионерская, 4	0,003	0,034	0,01	0,024	242,56
ул. Пионерская, 12	0,002	0,031	0,008	0,023	282,81
ул. Пионерская, 14	0,005	0,044	0,017	0,027	161,14
ул. Молодёжная, 3	0,003	0,036	0,012	0,024	202,45
ул. Молодёжная, 5	0,003	0,034	0,01	0,024	242,56
ул. Молодёжная, 7	0,004	0,043	0,016	0,027	166,29
ул. Молодёжная, 8	0,003	0,034	0,019	0,015	80,3
ул. Садовая, 3	0,004	0,039	0,013	0,026	196,78
ул. Новостроек, 4	0,045	0,182	0,163	0,019	11,61
Общежитие ул. Ладожская, д. 5	0,040	0,122	0,086	0,036	41,55
Итого жилищный фонд от котельной № 1 «Ровное»:	0,5801	2,821	2,058	0,763	37,06
Жилищный фонд (от котельной № 2 «КНИ»)					
ул. Центральная, 6	0,003	0,038	0,012	0,026	213,23
ул. Приозерское шоссе, 1	0,003	0,036	0,012	0,024	202,45
ул. Приозерское шоссе, 4	0,023	0,115	0,084	0,031	37,25
ул. Приозерское шоссе, 5	0,026	0,126	0,096	0,030	30,97
ул. Приозерское шоссе, 6	0,02	0,103	0,071	0,032	45,29
ул. Приозерское шоссе, 7	0,008	0,060	0,029	0,031	105,30
ул. Приозерское шоссе, 9	0,006	0,053	0,023	0,030	129,51
ул. Приозерское шоссе, 11	0,01	0,068	0,037	0,031	83,97
ул. Приозерское шоссе, 14	0,003	0,045	0,012	0,033	272,86
ул. Приозерское шоссе, 16	0,006	0,049	0,021	0,028	134,58
ул. Приозерское шоссе, 17	0,022	0,111	0,079	0,032	40,29
ул. Приозерское шоссе, 18	0,004	0,04	0,014	0,026	189,06
Квартира в спортклубе, ул. Приозерское шоссе, 12	0,001	0,021	0,003	0,018	590,63
Здание столовой-общеежития ул. Приозерское шоссе, д. 3	0,0033	0,025	0,011	0,014	127,27
Итого жилищный фонд от котельной № 2 «КНИ»:	0,139	0,889	0,505	0,385	76,13
Всего по жилищному фонду п.г.т. Кузнечное:	0,719	3,71	2,563	1,16	44,76

Выводы: в таблице 1.34 приведен сравнительный анализ расчетных в соответствии с СП 30.13330.2020 и договорных тепловых нагрузок системы хозяйственно-бытового горячего водоснабжения жилищного фонда поселения.

В целом по объектам жилищного фонда котельной № 1 «Ровное» среднечасовая расчетная тепловая нагрузка ГВС составляет 0,5801 Гкал/ч, максимальная часовая

нагрузка ГВС (в течение часа максимального водопотребления) – 2,821 Гкал/ч при максимальной договорной тепловой нагрузке 2,058 Гкал/ч. Таким образом, отклонение расчетной максимальной тепловой нагрузки от максимальной договорной тепловой нагрузки составляет 0,763 Гкал/ч или 37,06 %.

В целом по объектам жилищного фонда котельной № 2 «КНИ» среднечасовая расчетная тепловая нагрузка ГВС составляет 0,139 Гкал/ч, максимальная часовая нагрузка ГВС (в течение часа максимального водопотребления) – 0,889 Гкал/ч при максимальной договорной тепловой нагрузке 0,505 Гкал/ч. Таким образом, отклонение расчетной максимальной тепловой нагрузки от договорной составляет 0,385 Гкал/ч или 76,13 %.

В целом по поселению среднечасовая расчетная тепловая нагрузка ГВС составляет 0,719 Гкал/ч, максимальная часовая нагрузка ГВС (в течение часа максимального водопотребления) – 3,71 Гкал/ч при максимальной договорной тепловой нагрузке 2,563 Гкал/ч. Таким образом, отклонение расчетной максимальной тепловой нагрузки от договорной составляет 1,16 Гкал/ч или 44,76 %.

Требуется пересмотр и корректировка тепловых нагрузок хозяйственно-бытового горячего водоснабжения объектов жилищного фонда.

В соответствии СП 89.13330.2016. Котельные установки расчетная тепловая мощность проектируемой котельной определяется как сумма максимальных часовых нагрузок тепловой энергии на отопление, средних часовых нагрузок тепловой энергии на горячее водоснабжение, собственные нужды котельной, потери в тепловых сетях системы теплоснабжения.

Таким образом, для расчета баланса котельных далее в схеме теплоснабжения используются расчетные тепловые нагрузки, определенные по укрупненным показателям:

- для отопления – максимальная расчетная тепловая нагрузка (по объектам, по которым не была предоставлена информация расчета, приняты договорные нагрузки);
- для хозяйственно-бытового горячего водоснабжения – среднечасовая расчетная тепловая нагрузка, определенная в соответствии с СП 30.13330.2020; по общественным объектам (МДОУ «Детский сад № 11» и бане, прачечной) – договорные тепловые нагрузки (ввиду отсутствия исходных данных для расчета).

Сравнение суммарных величин договорной и расчетной тепловых нагрузок потребителей и установленной мощности источника тепловой энергии приведены в таблице 1.35.

Таблица 1.35 – Сравнение суммарных величин договорной и расчетной тепловых нагрузок потребителей и установленной мощности источника тепловой энергии

Наименование параметра	Установленная (располагаемая) мощность источников тепловой энергии, Гкал/ч	Суммарная договорная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	Суммарная расчетная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч
Котельные № 1 «Ровное» и № 2 «КНИ» - система отопления - система ГВС Всего:	 24,38 Гкал/ч – установленная мощность; 21,35 Гкал/ч – располагаемая мощность.	 9,2579 2,5955 (максимальная часовая); - 11,854* (суммарная тепловая нагрузка)	 9,4638 (максимальная часовая) 3,7417 Гкал/ч (максимальная часовая) 0,751 (среднечасовая нагрузка). 13,2055*/10,215** (суммарная тепловая нагрузка)
*с учетом максимального часового расхода горячей воды на нужды хозяйственно-бытового ГВС. **расчетная тепловая нагрузка, принимаемая в дальнейшем для составления балансов котельных.			

Выводы: для правильного распределения потребления тепловой энергии между потребителями необходимы пересмотр и корректировка договорных тепловых нагрузок системы отопления.

Требуются пересмотр и корректировка тепловых нагрузок хозяйственно-бытового горячего водоснабжения объектов жилищного фонда.

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

Актуализированы существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.

1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

1.6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения – по каждой системе теплоснабжения

В соответствии с требованиями к схемам теплоснабжения (утв. Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 № 154 с изменениями по состоянию на 18 марта 2025 года) введены следующие понятия:

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

Располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);

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

Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии представлена в таблице 1.36.

Таблица 1.36 – Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч	Расчетные потери при транспортировке, Гкал/ч ¹	Присоединенная нагрузка абонентов, Гкал/ч ²
1	Котельная № 1 «Ровное»	16,25	14,2	0,416	13,784	0,4492 ¹	8,007 ²
2	Котельная № 2 «КНИ»	8,13	7,15	0,21	6,94	0,1331 ¹	2,208 ²
	Всего:	24,38	21,35	0,626	20,724	0,5823 ¹	10,215 ²

¹) Расчетные нормативные потери при транспортировке тепловой энергии, определенные в соответствии с «Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» (п. 1.3.13).

²) Расчетная тепловая нагрузка потребителей на отопление и ГВС (расчет по укрупненным показателям).

1.6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения – по каждой системе теплоснабжения

Суммарная установленная и располагаемая тепловая мощность котельных поселения составляет 24,38 Гкал/ч (28,35 МВт) и 21,35 Гкал/ч (24,83 МВт).

Мощность котельных «нетто» составляет 20,724 Гкал/ч (24,1 МВт).

Суммарная расчетная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии составляет 10,215 Гкал/ч (без учета потерь в тепловых сетях).

Суммарные расчетные нормативные потери при транспортировке тепловой энергии, определенные в соответствии с «Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» (п. 1.3.13) составляют 0,5823 Гкал/ч.

Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности системы централизованного теплоснабжения определен как разность мощности нетто и подключенной тепловой нагрузки с учетом потерь в тепловых сетях.

Таким образом, резерв тепловой мощности теплоисточников городского округа составляет 9,9267 Гкал/ч.

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

Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю, построены по результатам разработки электронной модели системы теплоснабжения и ее калибровки.

Гидравлические режимы системы централизованного теплоснабжения построены в ГИС Zulu Thermo 10.0 на основании данных, предоставленных Заказчиком, в том числе: геодезические отметки высот, схемы и характеристики тепловых сетей, тепловые нагрузки потребителей, температурный график и режим отпуска теплоносителя.

Пакет Zulu Thermo 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.

1.6.4 Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Основная причина возникновения дефицита тепловой мощности – следствие потери установленной тепловой мощности теплоисточника, что происходит по причине износа теплофикационного оборудования.

Также причиной возникновения дефицита тепловой мощности может служить недостаточное проходное сечение участков тепловой сети.

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

Резерв тепловой мощности «нетто» котельных составляет 9,9267 Гкал/ч.

Расширение технологической зоны действия теплоисточников не планируется, так как зоны с дефицитом тепловой мощности отсутствуют.

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

Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки актуализирован с учетом изменения установленной мощности источника тепловой энергии, актуализации тепловых нагрузок потребителя и расчета нормативных потерь при транспортировке тепловой энергии (расчет в соответствии с «Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» в п. 1.3.13).

1.7. Балансы теплоносителя

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

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

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

Расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают расчетные технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с нормативной утечкой из тепловой сети и сетей теплоснабжения.

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

При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 м^3 на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м^3 на 1 МВт – при открытой системе и 30 м^3 на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения.

Оборудование водоподготовки, установленное в котельных п.г.т. Кузнечное, представлено в таблице 1.37.

Таблица 1.37 – Оборудование водоподготовки, установленное в котельных № 1 и № 2

№ п/п	Наименование	Котельная № 1 «Ровное»	Котельная № 2 «КНИ»
1	Наличие химводоподготовки (ХВО)	Установка подготовки воды (Na-катионитовые фильтры)	Установка подготовки воды (Na-катионитовые фильтры)
2	Наличие деаэраторов	КДА-50 (1 ед.), 35 м^3	ДА-25 (1 ед.)
3	Наличие баков-аккумуляторов подпиточной воды	$V = 100 \text{ м}^3$	$V = 50 \text{ м}^3$
4	Количество баков, шт.	1	1

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

Аварийный режим работы системы теплоснабжения определяется в соответствии с п. 6.22 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003.

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически необработанной и недеаэрированной 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.

Сведения об аварийной подпитке тепловой сети представлены в таблице 1.38.

Таблица 1.38 Сведения об аварийной подпитке тепловой сети

Наименование	Единица измерения	Существующее положение
Котельная № 1 (мкр. Ровное)		
Нормативная подпитка	м³/ч	
- отопление		0,4576
- ГВС		0,1843
Аварийная подпитка	м³/ч	
- отопление		3,03
- ГВС		1,01
Котельная № 2 (мкр. КНИ)		
Нормативная подпитка	м³/ч	0,1189
Аварийная подпитка	м³/ч	0,83

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

Актуализированы сведения об аварийной подпитке тепловой сети для каждого источника тепловой энергии.

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

Централизованное теплоснабжение в поселении осуществляется от двух котельных, работающих на мазуте. Резервный вид топлива отсутствует.

Котельная № 1 «Ровное». Мазут доставляется на склад автотранспортом.

Поступающий мазут в цистернах при сливе разогревается «острым» водяным паром, затем сливается в приемную емкость объемом $V = 180 \text{ м}^3$ ($L \times B \times H = 20,5 \times 3 \times 3,1 \text{ м}$). Для хранения мазута установлено три резервуара: РВС 400 № 1 (1996 год установки) ($V = 400 \text{ м}^3$); РГС 100 № 2 ($V = 100 \text{ м}^3$) (2008 год установки); РГС 100 № 3 ($V = 100 \text{ м}^3$) (2008 год установки). Для подогрева мазута используются теплообменники-подогреватели мазута ПМ 25-6 № 1 ÷ № 4 (1972 – год установки) и ПМБ 20-10 (2 ед.) (установлены на нулевой отметке) (2005 – год установки). Циркуляция мазута обеспечивается мазутными насосами НШ100А-3, НШ100М-3 № 1, 2, 3, 4; Ш80-2,5-37,5/2,5 (нулевая отметка) (2 ед.).

Котельная № 2 «КНИ». Мазут доставляется на склад автотранспортом. Для хранения мазута установлено четыре резервуара:

- приемный резервуар объемом $V = 100 \text{ м}^3$ ($L \times B \times H = 5 \times 3 \times 5 \text{ м}$) (год установки – 1983);

- два резервуара РВС 200 № 1, № 3, объем каждого $V = 200 \text{ м}^3$ ($H = 5,76 \text{ м}$, $D = 6,5 \text{ м}$) (год установки – 1992);

- один резервуар РВС 400 № 2 объемом $V = 400 \text{ м}^3$ ($H = 7,5 \text{ м}$, $D = 8,38 \text{ м}$) (год установки – 1992).

Для подогрева мазута используются теплообменники-подогреватели мазута ПМБ 25-6 (2 ед.) (1976 – год установки). Циркуляция мазута обеспечивается мазутными насосами НШ-100А (3 ед.), 3В-4/25 (2 ед.), 12НА-22-6 (2 ед.).

В таблице 1.39 приведен топливно-энергетический баланс котельных п.г.т. Кузнечное.

Таблица 1.39 – Топливо-энергетический баланс котельных п.г.т. Кузнечное

Наименование системы тепло-снабжения	Производство тепловой энергии, Гкал	Отпуск ТЭ в сеть, Гкал	Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, тыс. т	Расход условного топлива, тыс. т у. т.	Удельный расход условного топлива на выработку ТЭ, кг у.т. Гкал
2025	31815	28196	3341	24855	мазут	4737	6499,8	204,3

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

В соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 10.08.2012 № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» (с

изменениями на 22 августа 2013 г.) норматив запасов топлива на котельных является общим нормативным запасом основного и резервного видов топлива (далее – ОНЗТ) и определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива (далее – ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее – НЭЗТ).

ННЗТ создается на электростанциях и котельных для поддержания плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

ННЗТ на котельных определяется с учетом необходимости обеспечения ее работы в условиях непредвиденных обстоятельств при невозможности использования или исчерпания НЭЗТ.

ННЗТ на отопительных котельных создается в целях обеспечения их работы в условиях непредвиденных обстоятельств (перерывы в поступлении топлива; резкое снижение температуры наружного воздуха и т.п.) при невозможности использования или исчерпании нормативного эксплуатационного запаса топлива.

ННЗТ определяется в соответствии с Порядком определения нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) (утв. приказом Министерства энергетики РФ от 10 августа 2012 г. № 377) по формуле

$$\text{ННЗТ} = Q_{\max} \cdot H_{\text{ср.т.}} \cdot \frac{1}{K} \cdot T \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. т} \quad (1.14)$$

где Q_{\max} – среднее значение выработки тепловой энергии в самом холодном месяце, Гкал/сутки;

$H_{\text{ср.т.}}$ – расчетный норматив удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии, т у.т./Гкал;

K – переводной коэффициент из натурального топлива в условное;

T – длительность периода, на который формируется объем неснижаемого запаса топлива, суток.

В соответствии с «Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» (утв. приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 10.08.2012 № 377) объем запаса основного/резервного топлива для котельной,

работающей на твердых видах топлива, должен составлять не менее 7-ного суточного расхода при доставке автотранспортом, 14-ти суточного расхода при доставке железнодорожным транспортом.

НЭЗТ необходим для надежной и стабильной работы котельных и обеспечивает плановую выработку тепловой энергии в случае введения ограничений поставок основного вида топлива.

Расчет НЭЗТ производится ежегодно для каждой котельной, сжигающей или имеющей в качестве резервного твердое или жидкое топливо (уголь, мазут, торф, дизельное топливо). Расчеты производятся на 1 октября планируемого года.

Для расчета размера НЭЗТ принимается плановый среднесуточный расход топлива трех наиболее холодных месяцев отопительного периода и количество суток: по твердому топливу – 45 суток; по жидкому топливу – 30 суток.

Объемы нормативов должны устанавливаться с учетом фактической влажности топлива.

Основной вид топлива, сжигаемый на котельных п.г.т. Кузнечное, – мазут топочный марки М-100.

Среднегодовая калорийность – 9800 ккал/т.

Резервный вид топлива на котельных п.г.т. Кузнечное отсутствует.

1.8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Мазут топочный марки М100, используемый на котельных п. г. т. Кузнечное, – малозольный, с температурой застывания $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, соответствует требованиям ГОСТ 10585-2013. Теплота сгорания (низшая) мазута – 41032 кДж/м³.

1.8.4 Описание использования местных видов топлива

В соответствии с изменениями, внесенными в Постановление правительства РФ № 154 от 22.02.2012 г. (ред. постановления Правительства РФ от 23.03.2016 г. № 229 «о внесении изменений в требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения») вводится термин «**местные виды топлива**» – топливные ресурсы, использование которых потенциально возможно в районах (территориях) их образования, производства, добычи (торф и продукты его переработки, попутный газ, отходы деревообработки, отходы сельскохозяйственной деятельности, отходы производства и потребления, в том числе твердые коммунальные отходы, и иные виды топливных ресурсов), экономическая эффективность потребления которых ограничена районами (территориями) их происхождения.

Использование местных видов топлива не предусматривается.

Использование возобновляемых источников энергии не предусматривается.

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

Мазут топочный марки М100, используемый на котельных п.г.т. Кузнечное, – малозольный, с температурой застывания $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, соответствует требованиям ГОСТ 10585-2013.

Теплота сгорания (низшая) мазута – 41032 кДж/м^3 .

1.8.6 Описание преобладающего в поселении вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении

В котельных п.г.т. Кузнечное используется мазут топочный марки М100.

Резервный вид топлива отсутствует.

На момент текущей актуализации Схемы теплоснабжения действуют: Программа развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на период 2026 – 2030 гг., Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Ленинградской области на 2024 – 2033 годы, утвержденная постановлением Правительства Ленинградской области 26.12.2025 № 1101 (с изменениями и дополнениями от 12.03.2026).

В соответствии с план-графиком газификации «Объекты газификации Ленинградской области согласно Программе развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на 2025 год» в 2028 году планируется ввод в эксплуатацию газопровода межпоселкового от г. Приозерск к п. Бурнево, г.п. Кузнечное с отводом на п. Сторожевое Приозерского района Ленинградской области. Начало и окончание строительно-монтажных работ по объекту запланировано на период 2026 – 2028 годы, период выполнения работ по газификации котельных запланирован на 2026 – 2027 годы.

Таким образом, целесообразным вариантом развития системы централизованного теплоснабжения городского поселения является строительство новых источников тепловой энергии с использованием природного газа в качестве основного вида топлива.

В перспективе преобладающим видом топлива в ГП Кузнечное будет природный газ.

1.8.7 Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения

На момент текущей актуализации Схемы теплоснабжения действуют: Программа развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на период 2026 – 2030

гг., Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Ленинградской области на 2024 – 2033 годы, утвержденная постановлением Правительства Ленинградской области 26.12.2025 № 1101 (с изменениями и дополнениями от 12.03.2026).

В соответствии с план-графиком газификации «Объекты газификации Ленинградской области согласно Программе развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на 2025 год» в 2028 году планируется ввод в эксплуатацию газопровода межпоселкового от г. Приозерск к п. Бурнево, г.п. Кузнечное с отводом на п. Сторожевое Приозерского района Ленинградской области. Начало и окончание строительно-монтажных работ по объекту запланировано на период 2026 – 2028 годы, период выполнения работ по газификации котельных запланирован на 2026 – 2027 годы.

Таким образом, целесообразным вариантом развития системы централизованного теплоснабжения городского поселения является строительство новых газовых котельных. В перспективе преобладающим видом топлива в ГП Кузнечное будет природный газ.

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

На момент разработки Схемы теплоснабжения действуют: Программа развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на период 2026 – 2030 гг., Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Ленинградской области на 2024 – 2033 годы, утвержденная постановлением Правительства Ленинградской области 26.12.2025 № 1101 (с изменениями и дополнениями от 12.03.2026).

В соответствии с план-графиком газификации «Объекты газификации Ленинградской области согласно Программе развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на 2025 год» в 2028 году планируется ввод в эксплуатацию газопровода межпоселкового от г. Приозерск к п. Бурнево, г.п. Кузнечное с отводом на п. Сторожевое Приозерского района Ленинградской области. Начало и окончание строительно-монтажных работ по объекту запланировано на период 2026 – 2028 годы, период выполнения работ по газификации котельных запланирован на 2026 – 2027 годы.

Таким образом, целесообразным вариантом развития системы централизованного теплоснабжения городского поселения является строительство новых газовых котельных. В перспективе преобладающим видом топлива в ГП Кузнечное будет природный газ.

1.9. Надежность теплоснабжения

Для оценки надежности системы теплоснабжения используются показатели, установленные в соответствии с Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации (утверждены Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 г. № 808 (в ред. от 14.02.2020 г.) и Методическими указаниями по анализу показателей, используемыми для оценки надежности систем теплоснабжения, (утвержденными приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 26.07.2013 г. № 310).

В соответствии с «Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации» и «Методическими указаниями по анализу показателей, используемыми для оценки надежности систем теплоснабжения» системы теплоснабжения поселений по условиям обеспечения классифицируются по показателям надежности на высоконадежные, надежные, малонадежные, ненадежные.

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

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

- $K_э = 1,0$ – при наличии резервного электроснабжения;
- $K_э = 0,80$ – при отсутствии резервного источника электроснабжения и при мощности котельной до 5 Гкал/ч;
- $K_э = 0,70$ – при отсутствии резервного источника электроснабжения и при мощности котельной от 5 до 20 Гкал/ч;
- $K_э = 0,60$ – при отсутствии резервного источника электроснабжения и при мощности котельной свыше 20 Гкал/ч.

Показатель надежности водоснабжения источников тепла ($K_в$) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения. Принимается:

- $K_в = 1,0$ – при наличии резервного водоснабжения;
- $K_в = 0,80$ – при отсутствии резервного источника водоснабжения и при мощности котельной до 5 Гкал/ч;
- $K_в = 0,70$ – при отсутствии резервного источника водоснабжения и при мощности котельной от 5 до 20 Гкал/ч;
- $K_в = 0,60$ – при отсутствии резервного источника водоснабжения и при мощности котельной свыше 20 Гкал/ч.

Показатель надежности топливоснабжения источников тепла ($K_т$) характеризуется наличием или отсутствием резервного вида топлива. Принимается:

- $K_т = 1,0$ – при наличии резервного вида топлива, при отсутствии резервного топлива и при мощности котельной до 5 Гкал/ч;

– $K_T = 0,70$ – при отсутствии резервного вида топлива и при мощности котельной от 5 до 20 Гкал/ч;

– $K_T = 0,50$ – при отсутствии резервного вида топлива и при мощности котельной свыше 20 Гкал/ч.

Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (K_6) определяется размером дефицита (%): до 10 % – $K_6 = 1,0$; от 10 до 20 % – $K_6 = 0,80$; от 20 до 30 % – $K_6 = 0,60$; свыше 30 % – $K_6 = 0,30$.

Показатель уровня резервирования источников (K_p) источников тепла и элементов тепловой сети характеризуется отношением резервируемой тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке системы (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию.

Показатель технического состояния тепловых сетей (K_c) характеризуется долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов: при доле трубопроводов, подлежащих замене, до 10 % – $K_c = 1,0$; от 10 до 20 % – $K_c = 0,80$; от 20 до 30 % – $K_c = 0,60$; свыше 30 % – $K_c = 0,50$.

Коэффициент интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк.}$) характеризуется количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года.

Интенсивность отказов определяется по формуле

$$I_{отк.} = \frac{n_{отк.}}{(3 \cdot S)}, \left[\frac{1}{(км \cdot год)} \right], \quad (1.10)$$

где $n_{отк.}$ – количество отказов за последние три года;

S – протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения, км.

В зависимости от показателя интенсивности отказов ($I_{отк.}$) коэффициент отказов ($K_{отк.}$) составит: при $I_{отк.}$ до 0,50 – $K_{отк.} = 1,0$; при $I_{отк.} = 0,50 \div 0,80$ – $K_{отк.} = 0,80$; при $I_{отк.} = 0,80 \div 1,20$ – $K_{отк.} = 0,60$; при $I_{отк.} > 1,20$ $K_{отк.} = 0,50$.

Показатель относительного недоотпуска тепла ($K_{нед.}$) в результате аварий и инцидентов определяется по формуле

$$Q_{нед.} = \frac{Q_{ав.}}{Q_{факт.}} \cdot 100, \%, \quad (1.11)$$

где $Q_{ав.}$ – аварийный недоотпуск тепла за последние три года;

$Q_{факт.}$ – фактический отпуск тепла системой теплоснабжения за последние три года.

В зависимости от величины недоотпуска тепла ($Q_{нед.}$) определяется показатель $K_{нед.}$: при недоотпуске до 10 % – $K_{нед.} = 1,0$; при недоотпуске тепла от 10 до 30 % – $K_{нед.} = 0,80$; при недоотпуске тепла от 30 до 50 % – $K_{нед.} = 0,60$; при недоотпуске тепла свыше 50 % – $K_{нед.} = 0,50$.

Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения (а в нашем случае и показатель надежности системы теплоснабжения поселения в целом) определяется как среднеарифметическое значение оценок надежности источников тепловой энергии и тепловых сетей по формуле

$$K_{\text{над.}} = \frac{K_{\text{э}} + K_{\text{в}} + K_{\text{т}} + K_{\text{б}} + K_{\text{р}} + K_{\text{с}} + K_{\text{отк.тс}} + K_{\text{нед}}}{8} \quad (1.12)$$

В зависимости от полученных показателей надежности отдельных систем и системы коммунального теплоснабжения городского поселения они с точки зрения надежности могут быть оценены как

- высоконадежные – при $K_{\text{над.}} \geq 0,90$;
- надежные – при $K_{\text{над.}}$ от 0,75 до 0,89;
- малонадежные – при $K_{\text{над.}}$ 0,50 до 0,74;
- ненадежные – при $K_{\text{над.}} < 0,50$.

1.9.1 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Интенсивность отказов оборудования тепловых сетей должна вычисляться для следующих условий:

- интегральная интенсивность отказов/повреждений в течение года;
- интенсивность отказов/повреждений в течение отопительного периода;
- распределенная интенсивность отказов/повреждений по месяцам отопительного периода;
- интенсивность отказов/повреждений по диаметрам теплопроводов.

Средняя интегральная интенсивность отказов (повреждений) вычислялась следующим образом:

$$\bar{\lambda}_{j,m} = \frac{\sum_{i=1}^{i=N} n_{i,j,m}}{L_{j,m}},$$

где i – номер зарегистрированного события, состоящего в отказе оборудования тепловой сети;

j – год регистрации события;

m – номер системы теплоснабжения (зоны действия системы теплоснабжения), для которой определяется частота отказов;

N – общее число событий (отказов) за j -й год в зоне действия системы теплоснабжения;

$n_{i,j,m}$ – i -й отказ оборудования тепловой сети (участка, ЗРА, НС, и т.д.) в зоне действия системы теплоснабжения m за j -й год;

$L_{j,m}$ – протяженность теплопроводов (прямого и обратного) тепловой сети, км.

В число событий для вычисления средней интегральной интенсивности отказов/повреждений в течение года включаются все зарегистрированные отказы тепловых сетей, после обнаружения которых проведена процедура ремонта (восстановления) оборудования тепловой сети в течение отопительного и неотопительного (в процессе гидравлических испытаний) периодов.

Протяженность тепловых сетей устанавливается по данным о протяженности прямого и обратного теплопроводов тепловой сети, представленных в электронной модели системы теплоснабжения и/или по данным расчета энергетических характеристик тепловых сетей.

Для вычисления интенсивности отказов/повреждений в расчет принимаются все зафиксированные события отказов оборудования тепловых сетей в течение календарного года, в том числе события отказов, которые не приводили к прекращению теплоснабжения потребителей, а также события отказов (повреждения, свищи на теплопроводах) с отложенным ремонтом.

В процессе вычислений предполагается, что протяженность и материальная характеристика тепловых сетей, а также значения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, остаются неизменными.

В дальнейшем для расчетов вероятности отказов участков тепловых сетей приняты следующие зависимости:

для описания интенсивности устойчивых отказов тепловых сетей в зависимости от диаметра теплопроводов:

$$\lambda_0 = 0,1 \exp(-2,8 D_y), \text{ 1/км/год,}$$

где D_y – условный диаметр участка тепловой сети, м.

для описания интенсивности отказов участков тепловых сетей в зависимости от срока службы:

$$\lambda = \lambda_0 (0,1 \tau) \exp(\alpha - 1), \text{ 1/км/год,}$$

где λ_0 – интенсивность устойчивых отказов, 1/км/год;

τ – срок эксплуатации участка тепловой сети, лет;

α – параметр распределения Гнеденко-Вейбулла.

Параметр распределения вычисляется как

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 \cdot \text{при} \cdot 0 < \tau \leq 3 \\ 1 \cdot \text{при} \cdot 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(\tau/20)} \cdot \text{при} \cdot \tau > 17 \end{cases}$$

За 2024, 2025 годы информация по отказам тепловых сетей (аварийным ситуациям) теплоснабжающей организацией не предоставлена.

1.9.2 Частота отключения потребителей

Частота отключений потребителей определяется количеством вынужденных отключений (отказов) участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям из-за возникновения повреждений оборудования и трубопроводов тепловых сетей.

За 2024, 2025 годы информация по отказам тепловых сетей (аварийным ситуациям) теплоснабжающей организацией не предоставлена.

1.9.3 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

Одним из важнейших параметров при восстановлении тепловых сетей является продолжительность ремонтов, или ремонтпригодность. Под ремонтпригодностью понимается способность к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния участков тепловых сетей путем обеспечения их ремонта с последующим вводом в эксплуатацию после ремонта. В качестве основного параметра, характеризующего ремонтпригодность теплопровода, принимается время Z_r , необходимое для ликвидации повреждения.

Этот параметр зависит от конструкции теплопровода и типа его прокладки (надземный или подземный), от диаметра теплопровода, расстояния между секционирующими задвижками, определяющими объем сетевой воды, которую нужно дренировать до начала ремонта, а затем восполнить после его завершения.

Параметр Z_r также зависит от оснащения теплосетевой организации машинами, механизмами и транспортом, которые требуются для выполнения аварийно-восстановительных работ.

Как правило, параметр Z_r определяется по эксплуатационным данным, характерным для каждого теплоснабжающего предприятия.

В таблице 1.40 приведено среднее время восстановления поврежденного участка тепловой сети (Z_r , ч) соответствии с данными МДС 41-6.2000. Время z_p , ч, необходимое для восстановления поврежденного участка магистральной тепловой сети с диаметром труб d , м, и расстоянием между секционирующими задвижками l , км, можно рассчитать также по следующей эмпирической формуле

$$Z_r \approx 6 \cdot [1 + (0,5 + 1,5 \cdot l) \cdot d^{1,2}], \text{ ч}$$

Таблица 1.40 – Среднее время восстановления Z_r (ч) восстановления поврежденного участка тепловой сети

Диаметр труб d , м	Расстояние между секционирующими задвижками l , км	Среднее время восстановления z_p , ч
0,1 – 0,2	-	5
0,4 – 0,5	1,5	10 – 12
0,6	2 – 3	17 – 22
1	2 – 3	27 – 36
1,4	2 – 3	38 – 51

За 2024, 2025 годы информация по отказам тепловых сетей (аварийным ситуациям) теплоснабжающей организацией не предоставлена.

1.9.4 Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности)

Зоны ненормативной надежности по результатам расчета не выявлены, карты-схемы не приводятся.

1.9.5 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 2 июня 2022 г. N 1014 «О расследовании причин аварийных ситуаций в сфере теплоснабжения»

Аварийные ситуации при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, отсутствуют.

1.9.6 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в подпункте 1.9.5 настоящего пункта

Максимальное допустимое время восстановления теплоснабжения указано в таблице 1.41 (источник – СП 124.13330.2012).

Таблица 1.41 – Максимальное допустимое время восстановления теплоснабжения (в соответствии с СП 124.13330.20120)

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

При авариях (отказах) в системе централизованного теплоснабжения в течение всего ремонтно-восстановительного периода должна обеспечиваться подача тепла на отопление (и вентиляцию) жилищно-коммунальным потребителям в размерах, указанных в таблице 1.42 (источник – СП 124.13330.2012).

Таблица 1.42 – Требуемая подача тепловой энергии жилищно-коммунальным потребителям при авариях (отказах) на источнике тепловой энергии или в тепловых сетях (в соответствии с СП 124.13330.2012)

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $t^{\circ}\text{C}$ (соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92)		
	минус 10	минус 20	минус 30
Допустимое снижение подачи тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий, %, до	78	84	87

Сведения по авариям и отказам в системе централизованного теплоснабжения п.г.т. Кузнечное за период с 2018 по 2025 гг. не предоставлены.

Надежность теплоснабжения характеризуется также следующими показателями: показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом; показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием; показатель наличия основных материально-технических ресурсов; показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания; показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения.

Общая оценка готовности дается по критериям, приведенным в таблице 1.43.

Таблица 1.43 – Критерии оценки готовности теплоснабжающей организации к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения поселения

Значение коэффициента готовности $K_{\text{гот.}}$	Сумма значений коэффициентов, $K_{\text{п}}, K_{\text{м}}, K_{\text{тр}}$	Категория готовности
0,85 – 1,0	0,75 и более	удовлетворительная готовность
0,85 – 1,0	до 0,75	ограниченная готовность
0,70 – 0,84	0,50 и более	ограниченная готовность
0,70 – 0,84	до 0,50	неготовность
менее 0,70	-	неготовность

Общий показатель готовности теплоснабжающей организации к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения определяется по формуле

$$K_{\text{гот.}} = 0,25 \cdot K_{\text{п}} + 0,35 \cdot K_{\text{м}} + 0,30 \cdot K_{\text{тр}} + 0,1 \cdot K_{\text{ист.}} \quad (1.14)$$

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения п.г.т. Кузнечное представлены в таблице 1.44.

Таблица 1.44 – Показатели надежности системы теплоснабжения п.г.т. Кузнечное

1	Наименование показателя	Обозначение	Значение	
			котельная № 1 «Ровное»	котельная № 2 «КНИ»
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_{\text{э}}$	1,0	1,0
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_{\text{в}}$	0,70	0,70
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_{\text{т}}$	0,70	0,70

4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	K_6	1,0	1,0
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	K_p	1,0	1,0
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	1,0	1,0
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	1,0	1,0
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1,0	1,0
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_p	1,0	1,0
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	1,0	1,0
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	1,0	1,0
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_{ист}$	1,0	1,0
13	Общий показатель надежности системы теплоснабжения п.г.т. Кузнечное	$K_{над.}^{сист.}$	0,925	0,925
14	Общий показатель готовности теплоснабжающей организации к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения п.г.т. Кузнечное	$K_{гот.}$	1,0	1,0

Общий показатель надежности системы теплоснабжения п. г. т. Кузнечное $K_{над.}^{сист.} = 0,925$. Система централизованного теплоснабжения является надежной.

Общий показатель готовности теплоснабжающей организации к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения п. г. т. Кузнечное составляет 1,0.

1.9.7 Итоги анализа и оценки систем теплоснабжения поселения, а также описание системы мер по повышению надежности для малонадежных и ненадежных систем теплоснабжения, определенной исполнительными органами субъектов Российской Федерации в соответствии с разделом X Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации, утвержденных постановлением 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» (далее – система мер по повышению надежности)

Общий показатель надежности системы теплоснабжения п. г. т. Кузнечное $K_{над.}^{сист.} = 0,85$. Система централизованного теплоснабжения является надежной.

Общий показатель готовности теплоснабжающей организации к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения п. г. т. Кузнечное составляет 0,9.

1.9.8 Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в

период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В настоящей актуализированной редакции показатель надежности централизованной системы теплоснабжения п. г. т. Кузнечное составляет 0,925, а общий показатель готовности теплоснабжающей организации к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения п. г. т. Кузнечное равен 1,0. Можно сделать вывод о том, что система теплоснабжения является надежной.

Актуализирован расчет показателей надежности в соответствии с Методическими указаниями по анализу показателей, используемыми для оценки надежности систем теплоснабжения, (утвержденными приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 26.07.2013 г. № 310).

Актуализирована структура подраздела 1.9 в соответствии с изменениями и дополнениями, внесенными в постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154.

1.10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых компаний

Тепловые сети системы отопления от котельной № 1 «Ровное», тепловые сети ГВС от котельной № 1 «Ровное», тепловые сети от котельной № 2 «КНИ» эксплуатировались ООО «Энерго-Ресурс» по договору аренды № 1 от 08.10.2024 г. с МП «ТеплоГарант» Кузнечнинского ГП.

В соответствии с Постановлением Администрации Кузнечнинского городского поселения от 02.03.2026 № 68 ООО «Энерго-Ресурс» присвоен статус единой теплоснабжающей организации, осуществляющей теплоснабжение на территории Кузнечнинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области.

Расходы на производство и отпуск тепловой энергии в 2025 г. приведены в таблице 1.45.

Таблица 1.45 – Расходы на производство и отпуск тепловой энергии в 2025 г.

Наименование показателя	Единица измерения	2025 год
<i>Расходы на ресурсы для производства тепловой энергии, теплоносителя</i>	<i>тыс. руб.</i>	<i>177621,31</i>
а) Топливо		
Расход условного топлива на производство теплоэнергии (мазут), в т. ч.	т у. т.	6330,29
Расход натурального топлива (мазут)	т	4613,42
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у. т./Гкал	198,97
Стоимость топлива	руб./т	29666,67
Расходы на покупку топлива	руб.	136864,84
б) Электроэнергия		
Объем покупки электроэнергии	тыс. кВт ч	1338,36
Среднегодовой тариф на электроэнергию	руб./кВт ч	7,34
Расходы на покупку электроэнергии	тыс. руб.	9967,65
в) Потребление воды		
Объем потребления воды	тыс. м ³	99,55
Вода для технологических целей предприятия и на отопление	тыс. м ³	46,82
Вода на ГВС	тыс. м ³	52,73
Средний удельный расход воды	м ³ /Гкал	3,13

Наименование показателя	Единица измерения	2025 год
Удельный расход воды для технологических целей предприятия и на отопление	м³/Гкал	1,47
Удельный расход воды на ГВС	м³/Гкал	1,66
Средняя себестоимость/тариф	руб./м³	41,7
Себестоимость/тариф на воду для технологических целей предприятия и на отопление	руб./м³	41,54
Себестоимость/тариф на воду для ГВС	руб./м³	41,85
Расходы на воду, всего, в т. ч.	тыс. руб.	4151,59
Вода для технологических целей предприятия и на отопление	тыс. руб.	2250,36
Вода на ГВС	тыс. руб.	2546,26
г) Водоотведение		
Объем водоотведения по предприятию	тыс. м³	15,26
Тариф на водоотведение	руб./м³	26,01
Затраты на водоотведение	тыс. руб.	396,92
д) Расходы, связанные с созданием нормативных запасов топлива	тыс. руб.	2877,67
Итого стоимость ресурсов:	тыс. руб.	153784,01
Операционные расходы	тыс. руб.	18052,03
Неподконтрольные расходы (без налога на прибыль)	тыс. руб.	5785,27
Расходы на передачу тепловой энергии	тыс. руб.	2673,71
Операционные расходы	тыс. руб.	1647,29
Неподконтрольные расходы (без налога на прибыль)	тыс. руб.	1026,42
НВВ, всего, в т. ч.	тыс. руб.	180295,03
Операционные расходы	тыс. руб.	19699,32
Неподконтрольные расходы (без налога на прибыль)	тыс. руб.	6811,69
Стоимость ресурсов	тыс. руб.	153784,01
НВВ на теплоноситель	тыс. руб.	2198,99
НВВ без учета теплоносителя	тыс. руб.	178696,12
НВВ без учета теплоносителя, товарная, в т.ч.	тыс. руб.	177723,52
НВВ I полугодие	тыс. руб.	108339,9
НВВ II полугодие	тыс. руб.	69383,62

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

Произведена актуализация технико-экономических показателей производственной деятельности за 2025 год.

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.11.1 Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых исполнительными органами 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 трех лет

Динамика тарифов на тепловую энергию в 2018 – 2026 гг. (в соответствии с информацией, размещенной на сайте комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области, <https://tarif.lenobl.ru/ru/tarif/ts/otoplenie/>) приведены в таблицах 1.46 – 1.47.

Тарифы на тепловую энергию на долгосрочный период регулирований 2027 - 2029 гг. приведены в таблице 1.48.

Таблица 1.46 – Динамика тарифов на тепловую энергию на отопление в 2018 – 2026 гг. (в соответствии с информацией, размещенной на сайте комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области, <https://tarif.lenobl.ru/ru/tarif/ts/otoplenie/>)

Наименование теплоснабжающей организации	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов		Дата вступления тарифа в действие	Дата окончания действия тарифа	Экономически обоснованные тарифы на тепловую энергию для ресурсоснабжающей организации (без НДС), руб./Гкал	Тариф на тепловую энергию для населения (с НДС), руб./Гкал	Примечание
	Дата приказа	Номер приказа					
МП «Тепло- Ресурс»	26.11.2015	№286-п	01.01.2018	30.06.2018	4185,43	-	-
	30.11.2017	№276-п	01.07.2018	31.12.2018	4404,86	-	-
	19.12.2017	№ 644-п	01.01.2018	30.06.2018	-	2219,34	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по отоплению
			01.07.2018	31.12.2018	-	2292,58	
			01.01.2018	30.06.2018	-	2023,67	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по ГВС в жилых домах, оборудованных ИТП
			01.07.2018	31.12.2018	-	1741,94	
ООО «ГЕФЕСТ»	20.12.2018	№ 554-п	01.01.2019	30.06.2019	5773,13	-	-
			01.07.2019	31.12.2019	5773,13	-	-
	20.12.2018	№ 685-п	01.01.2019	30.06.2019	-	2331,44	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по отоплению
			01.07.2019	31.12.2019	-	2378,07	
			01.01.2019	30.06.2019	-	1771,46	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по ГВС в жилых домах, оборудованных ИТП
			01.07.2019	31.12.2019	-	1806,89	
МП «Тепло- Ресурс»	09.12.2020	№ 294-п	01.01.2021	30.06.2021	5650,26	-	-
			01.07.2021	31.12.2021	5827,48	-	-
	18.12.2020	№ 454-п	01.01.2021	30.06.2021	-	2511,24	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по отоплению
	18.12.2020	№ 454-п	01.07.2021	31.12.2021	-	2596,62	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по отоплению
МП «Тепло- Ресурс»	18.12.2020	№ 454-п	01.01.2021	30.06.2021	-	1843,03	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по ГВС в жилых домах, оборудованных ИТП
	18.12.2020	№ 454-п	01.07.2021	31.12.2021	-	1905,69	
	13.12.2021	№ 357-п	01.01.2022	30.06.2022	7165,10	-	-

			01.07.2022	31.12.2022	7648,62	-	-
--	--	--	------------	------------	---------	---	---

Продолжение таблицы 1.46.

Наименование теплоснабжающей организации	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов		Дата вступления тарифа в действие	Дата окончания действия тарифа	Экономически обоснованные тарифы на тепловую энергию для ресурсоснабжающей организации (без НДС), руб./Гкал	Тариф на тепловую энергию для населения (с НДС), руб./Гкал	Примечание
	Дата приказа	Номер приказа					
МП «Тепло- Гарант»	20.12.2021	№ 545-п	01.01.2022	30.06.2022	-	2596,62	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по отоплению
			01.07.2022	31.12.2022	-	2600,00	
	20.12.2021	№ 545-п	01.01.2022	30.06.2022	-	1905,69	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по ГВС в жилых домах, оборудованных ИТП
			01.07.2022	31.12.2022	-	1970,48	
МП «Тепло- Гарант»	18.11.2022	№ 345-п	01.12.2022	31.12.2022	7376,79	-	-
			01.01.2023	31.12.2023	7376,79	-	-
	28.11.2022	№ 528-п	01.12.2022	31.12.2022	-	2800,00	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по отоплению
			01.01.2023	31.12.2023	-	2800,00	
	28.11.2022	№ 528-п	01.12.2022	31.12.2022	-	2147,82	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по ГВС в жилых домах, оборудованных ИТП
			01.01.2023	31.12.2023	-	2147,82	
МП «Тепло- Гарант»	18.12.2023	№ 367-п	01.01.2024	30.06.2024	6865,12	-	-
			01.07.2024	31.12.2024	7222,29	-	-
	20.12.2023	№ 490-п	01.12.2024	30.06.2024	-	2800,00	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по отоплению
			01.07.2024	31.12.2024	-	3000,00	
	20.12.2023	№ 490-п	01.12.2024	30.06.2024	-	2147,82	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по ГВС в жилых домах, оборудованных ИТП
			01.07.2024	31.12.2024	-	2366,90	
МП «Тепло- Гарант»	27.12.2024	№ 555-п	01.01.2025	30.06.2025	6214,01	-	Тарифы на коллекторах источника
			01.07.2025	31.12.2025	6214,01	-	
ООО «Энерго- Ресурс»*	27.12.2024	№ 558-п	01.01.2025	30.06.2025	7659,00	-	-
			01.07.2025	31.12.2025	7659,00	-	-
	20.12.2024	№ 416-п	01.01.2025	30.06.2025	-	3000,00	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по отоплению
			01.07.2025	31.12.2025	-	3500,00	
			01.01.2025	30.06.2025	-	2366,90	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по ГВС

			01.07.2025	31.12.2025	-	2771,64	в жилых домах, оборудованных ИТП
ООО «Энерго-Ресурс»	18.12.2025	№ 401-п	01.01.2026	30.09.2026	7659,00	-	
			01.10.2026	31.12.2026	10026,32	-	
	19.12.2025	№ 577-п	01.01.2026	30.09.2026	-	3558,34	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по отоплению
			01.10.2026	31.12.2026	-	3780,00	
			01.01.2026	30.09.2026	-	2817,83	Одноставочный тариф на тепловую энергию для оказания услуги по ГВС в жилых домах, оборудованных ИТП
			01.10.2026	31.12.2026	-	3136,24	
МП «Тепло-Гарант»	18.12.2025	№ 400-п	01.01.2026	30.09.2026	6214,01	-	Тарифы на коллекторах источника
			01.10.2026	31.12.2026	8240,80	-	
<p>* Тепловые сети системы отопления от котельной № 1 «Ровное», тепловые сети ГВС от котельной № 1 «Ровное», тепловые сети от котельной № 2 «КНИ» эксплуатировались ООО «Энерго-Ресурс» по договору аренды № 1 от 08.10.2024 г. с МП «ТеплоГарант» Кузнечнинского ГП.</p> <p>** В соответствии с Постановлением Администрации Кузнечнинского городского поселения от 02.03.2026 № 68 ООО «Энерго-Ресурс» присвоен статус единой теплоснабжающей организации, осуществляющей теплоснабжение на территории Кузнечнинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области.</p>							

Таблица 1.47 – Динамика тарифов на тепловую энергию на горячее водоснабжение в 2018 – 2025 гг. (в соответствии с информацией, размещенной на сайте комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области, <https://tarif.lenobl.ru/ru/tarif/ts/otoplenie/>)

Наименование теплоснаб- жающей организации	Реквизиты приказа ЛенРПК об установлении тарифов		Дата вступле- ния тарифа в действие	Дата оконча- ния дейст-вия тарифа	Экономически обоснованный тариф на услуги в сфере горячего водоснабжения для ресурсоснаб- жающей организации (без НДС),		Тариф для населения на услуги в сфере горячего водоснабжения (с НДС)			Примечание
	Дата приказа	Номер приказа			Компонент на теплоноситель/ холодную воду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию (одно- ставочный), руб./Гкал	Одноком- понентный тариф на горячую воду, руб./м³	Используется при расчете субсидий для ресурсоснабжающих организаций		
								Компонент на теплоно- ситель/хо- лодную во- ду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	
МП «Тепло- Ресурс»	26.11.2015	№ 286-п	01.01.2018	30.06.2018	39,07	4185,43	-	-	-	-
	30.11.2017	№ 276-п	01.07.2018	31.12.2018	40,63	4404,86	-	-	-	-
	19.12.2017	№ 644-п	01.01.2018	30.06.2018	-	-	153,15	25,42	2128,83	-
			01.07.2018	31.12.2018	-	-	-	26,26	1912,17	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
					-	-	-	26,26	2094,29	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
					-	-	-	26,26	1782,97	С наружной сетью горячего водоснабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
					-	-	-	26,26	1912,17	С наружной сетью горячего водоснабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
					-	-	-	26,26	1999,09	Без наружной сети горячего водоснабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
					-	-	-	26,26	2162,95	Без наружной сети горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
					-	-	-	26,26	1832,50	Без наружной сети горячего водоснабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
					-	-	-	26,26	1999,09	Без наружной сети горячего водоснабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей

Продолжение таблицы 1.47.

Наименование теплоснаб- жающей организации	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов		Дата вступле- ния тарифа в действие	Дата окончания действия тарифа	Экономически обоснованный тариф на услуги в сфере горячего водоснабжения для ресурсоснаб- жающей организации (без НДС),		Тариф для населения на услуги в сфере горячего водоснабжения (с НДС)			Примечание
	Дата приказа	Номер приказа			Компонент на теплоноситель/ холодную воду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию (одно- ставочный), руб./Гкал	Одноком- понентный тариф на горячую воду, руб./м³	Используется при расчете субсидий для ресурсоснабжающих организаций		
								Компонент на теплоно- ситель/хо- лодную во- ду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию, руб./Г кал	
ООО «ГЕФЕСТ»	20.12.2018	№ 554-п	01.01.2019	30.06.2019	40,63	5773,13	-	-	-	-
			01.07.2019	31.12.2019	49,17	5773,13	-	-	-	-
	20.12.2018	№ 685-п	01.01.2019	30.06.2019	-	-	-	26,71	1944,58	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2019	31.12.2019	-	-	-	27,24	1983,47	
			01.01.2019	30.06.2019	-	-	-	26,71	2129,79	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2019	31.12.2019	-	-	-	27,24	2172,38	
			01.01.2019	30.06.2019	-	-	-	26,71	1813,19	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2019	31.12.2019	-	-	-	27,24	1849,45	
			01.01.2019	30.06.2019	-	-	-	26,71	1944,58	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2019	31.12.2019	-	-	-	27,24	1983,47	
			01.01.2019	30.06.2019	-	-	-	26,71	2032,97	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2019	31.12.2019	-	-	-	27,24	2073,63	
			01.01.2019	30.06.2019	-	-	-	26,71	2199,61	Без наружной сети горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2019	31.12.2019	-	-	-	27,24	2243,60	
			01.01.2019	30.06.2019	-	-	-	26,71	1863,56	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2019	31.12.2019	-	-	-	27,24	1900,83	
			01.01.2019	30.06.2019	-	-	-	26,71	2032,97	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2019	31.12.2019	-	-	-	27,24	2073,63	

Продолжение таблицы 1.47.

Наименование теплоснаб- жающей организации	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов		Дата вступле- ния тарифа в действие	Дата оконча- ния действия тарифа	Экономически обоснованный тариф на услуги в сфере горячего водоснабжения для ресурсоснаб- жающей организации (без НДС),		Тариф для населения на услуги в сфере горячего водоснабжения (с НДС)			Примечание
	Дата приказа	Номер приказа			Компонент на теплоноситель/ холодную воду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию (одно- ставочный), руб./Гкал	Одноком- понентный тариф на горячую воду, руб./м³	Используется при расчете субсидий для ресурсоснабжающих организаций		
								Компонент на теплоно- ситель/хо- лодную во- ду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	
ООО «ГЕФЕСТ»	19.12.2019	№ 525-п	01.01.2020	30.06.2020	45,65	5751,54	-	-	-	-
			01.07.2020	31.12.2020	46,06	5751,54	-	-	-	-
	20.12.2019	№ 721-п	01.01.2020	30.06.2020	-	-	-	27,24	1983,47	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2020	31.12.2020	-	-	-	28,42	2069,13	
			01.01.2020	30.06.2020	-	-	-	27,24	2172,38	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2020	31.12.2020	-	-	-	28,42	2266,19	
			01.01.2020	30.06.2020	-	-	-	27,24	1849,45	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2020	31.12.2020	-	-	-	28,42	1929,32	
			01.01.2020	30.06.2020	-	-	-	27,24	1983,47	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2020	31.12.2020	-	-	-	28,42	2069,13	
			01.01.2020	30.06.2020	-	-	-	27,24	2073,63	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2020	31.12.2020	-	-	-	28,42	2163,18	
			01.01.2020	30.06.2020	-	-	-	27,24	2243,60	Без наружной сети горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2020	31.12.2020	-	-	-	28,42	2340,49	
			01.01.2020	30.06.2020	-	-	-	27,24	1900,83	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2020	31.12.2020	-	-	-	28,42	1982,92	
			01.01.2020	30.06.2020	-	-	-	27,24	2073,63	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2020	31.12.2020	-	-	-	28,42	2163,18	

Продолжение таблицы 1.47.

Наименование теплоснаб- жающей организации	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов		Дата вступле- ния тарифа в действие	Дата оконча- ния действия тарифа	Экономически обоснованный тариф на услуги в сфере горячего водоснабжения для ресурсоснаб- жающей организации (без НДС),		Тариф для населения на услуги в сфере горячего водоснабжения (с НДС)			Примечание
	Дата приказа	Номер приказа			Компонент на теплоноситель/ холодную воду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию (одно- ставочный), руб./Гкал	Одноком- понентный тариф на горячую воду, руб./м³	Используется при расчете субсидий для ресурсоснабжающих организаций		
								Компонент на теплоно- ситель/хо- лодную во- ду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	
МП «Тепло- Ресурс»	09.12.2020	№ 294-п	01.01.2021	30.06.2021	39,91	5650,26	-	-	-	-
			01.07.2021	31.12.2021	41,35	5827,48	-	-	-	-
	20.12.2019	№ 721-п	01.01.2021	30.06.2020	-	-	-	28,42	2069,13	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2021	31.12.2021	-	-	-	29,39	2139,48	
			01.01.2021	30.06.2020	-	-	-	28,42	2266,19	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2021	31.12.2021	-	-	-	29,39	2343,24	
			01.01.2021	30.06.2020	-	-	-	28,42	1929,32	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2021	31.12.2021	-	-	-	29,39	1994,92	
			01.01.2021	30.06.2020	-	-	-	28,42	2069,13	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2021	31.12.2021	-	-	-	29,39	2139,48	
			01.01.2021	30.06.2020	-	-	-	28,42	2163,18	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2021	31.12.2021	-	-	-	29,39	2236,73	
			01.01.2021	30.06.2020	-	-	-	28,42	2340,49	Без наружной сети горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2021	31.12.2021	-	-	-	29,39	2420,07	
			01.01.2021	30.06.2020	-	-	-	28,42	1982,92	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2021	31.12.2021	-	-	-	29,39	2050,34	
			01.01.2021	30.06.2020	-	-	-	28,42	2163,18	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2021	31.12.2021	-	-	-	29,39	2236,73	

Продолжение таблицы 1.47.

Наименование теплоснаб- жающей организации	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов		Дата вступле- ния тарифа в действие	Дата оконча- ния действия тарифа	Экономически обоснованный тариф на услуги в сфере горячего водоснабжения для ресурсоснаб- жающей организации (без НДС),		Тариф для населения на услуги в сфере горячего водоснабжения (с НДС)			Примечание
	Дата приказа	Номер приказа			Компонент на теплоноситель/ холодную воду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию (одно- ставочный), руб./Гкал	Одноком- понентный тариф на горячую воду, руб./м³	Используется при расчете субсидий для ресурсоснабжающих организаций		
								Компонент на теплоно- ситель/хо- лодную во- ду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	
МП «Тепло- Гарант»	13.12.2021	№ 357-п	01.01.2022	30.06.2022	47,00	7165,10	-	-	-	-
			01.07.2022	31.12.2022	49,27	7648,62	-	-	-	-
	20.12.2021	№ 545-п	01.01.2022	30.06.2022	-	-	-	29,39	2139,48	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2022	31.12.2022	-	-	-	30,39	2212,22	
			01.01.2022	30.06.2022	-	-	-	29,39	2343,27	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2022	31.12.2022	-	-	-	30,39	2422,91	
			01.01.2022	30.06.2022	-	-	-	29,39	1994,92	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2022	31.12.2022	-	-	-	30,39	2062,75	
			01.01.2022	30.06.2022	-	-	-	29,39	2139,48	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2022	31.12.2022	-	-	-	30,39	2212,22	
			01.01.2022	30.06.2022	-	-	-	29,39	2236,73	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2022	31.12.2022	-	-	-	30,39	2312,78	
			01.01.2022	30.06.2022	-	-	-	29,39	2420,07	Без наружной сети горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2022	31.12.2022	-	-	-	30,39	2502,35	
			01.01.2022	30.06.2022	-	-	-	29,39	2050,34	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2022	31.12.2022	-	-	-	30,39	2120,05	
			01.01.2022	30.06.2022	-	-	-	29,39	2236,73	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
01.07.2022	31.12.2022	-	-	-	30,39	2312,78				

Продолжение таблицы 1.47.

Наименование теплоснаб- жающей организации	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов		Дата вступле- ния тарифа в действие	Дата оконча- ния действия тарифа	Экономически обоснованный тариф на услуги в сфере горячего водоснабжения для ресурсоснаб- жающей организации (без НДС),		Тариф для населения на услуги в сфере горячего водоснабжения (с НДС)			Примечание
	Дата приказа	Номер приказа			Компонент на теплоноситель/ холодную воду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию (одно- ставочный), руб./Гкал	Одноком- понентный тариф на горячую воду, руб./м³	Используется при расчете субсидий для ресурсоснабжающих организаций		
								Компонент на теплоно- ситель/хо- лодную во- ду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	
МП «Тепло- Гарант»	18.11.2022	№ 345-п	01.12.2022	31.12.2022	50,86	7376,79	-	-	-	-
			01.01.2023	31.12.2023	50,86	7376,79	-	-	-	-
	28.11.2022	№ 528-п	01.12.2022	31.12.2022	-	-	-	32,38	2356,90	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.01.2023	31.12.2023	-	-	-	32,38	2356,90	
			01.12.2022	31.12.2022	-	-	-	32,38	2581,37	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.01.2023	31.12.2023	-	-	-	32,38	2581,37	
			01.12.2022	31.12.2022	-	-	-	32,38	2197,65	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.01.2023	31.12.2023	-	-	-	32,38	2197,65	
			01.12.2022	31.12.2022	-	-	-	32,38	2356,90	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.01.2023	31.12.2023	-	-	-	32,38	2356,90	
			01.12.2022	31.12.2022	-	-	-	32,38	2464,04	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.01.2023	31.12.2023	-	-	-	32,38	2464,04	
			01.12.2022	31.12.2022	-	-	-	32,38	2666,00	Без наружной сети горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.01.2023	31.12.2023	-	-	-	32,38	2666,00	
			01.12.2022	31.12.2022	-	-	-	32,38	2258,68	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.01.2023	31.12.2023	-	-	-	32,38	2258,68	
			01.12.2022	31.12.2022	-	-	-	32,38	2464,04	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.01.2023	31.12.2023	-	-	-	32,38	2464,04	

Продолжение таблицы 1.47.

Наименование теплоснаб- жающей организации	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов		Дата вступле- ния тарифа в действие	Дата оконча- ния действия тарифа	Экономически обоснованный тариф на услуги в сфере горячего водоснабжения для ресурсоснаб- жающей организации (без НДС),		Тариф для населения на услуги в сфере горячего водоснабжения (с НДС)			Примечание
	Дата приказа	Номер приказа			Компонент на теплоноситель/ холодную воду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию (одно- ставочный), руб./Гкал	Одноком- понентный тариф на горячую воду, руб./м³	Используется при расчете субсидий для ресурсоснабжающих организаций		
								Компонент на теплоно- ситель/хо- лодную во- ду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	
МП «Тепло- Гарант»	18.12.2023	№ 367-п	01.01.2024	30.06.2024	50,86	6865,12	-	-	-	-
			01.07.2024	31.12.2024	90,79	7222,29	-	-	-	-
	20.12.2023	№ 490-п	01.01.2024	30.06.2024	-	-	-	32,38	2356,90	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2024	31.12.2024	-	-	-	35,66	2596,19	
			01.01.2024	30.06.2024	-	-	-	32,38	2581,37	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2024	31.12.2024	-	-	-	35,66	2843,45	
			01.01.2024	30.06.2024	-	-	-	32,38	2197,65	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2024	31.12.2024	-	-	-	35,66	2420,77	
			01.01.2024	30.06.2024	-	-	-	32,38	2356,90	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2024	31.12.2024	-	-	-	35,66	2596,19	
			01.01.2024	30.06.2024	-	-	-	32,38	2464,04	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2024	31.12.2024	-	-	-	35,66	2714,21	
			01.01.2024	30.06.2024	-	-	-	32,38	2666,00	Без наружной сети горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2024	31.12.2024	-	-	-	35,66	2936,67	
			01.01.2024	30.06.2024	-	-	-	32,38	2258,68	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2024	31.12.2024	-	-	-	35,66	2488,00	
			01.01.2024	30.06.2024	-	-	-	32,38	2464,04	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2024	31.12.2024	-	-	-	35,66	2714,21	

Продолжение таблицы 1.47.

Наименование теплоснаб- жающей организации	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов		Дата вступле- ния тарифа в действие	Дата оконча- ния действия тарифа	Экономически обоснованный тариф на услуги в сфере горячего водоснабжения для ресурсоснаб- жающей организации (без НДС),		Тариф для населения на услуги в сфере горячего водоснабжения (с НДС)			Примечание
	Дата приказа	Номер приказа			Компонент на теплоноситель/ холодную воду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию (одно- ставочный), руб./Гкал	Одноком- понентный тариф на горячую воду, руб./м³	Используется при расчете субсидий для ресурсоснабжающих организаций		
								Компонент на теплоно- ситель/хо- лодную во- ду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	
ООО «Энерго- Ресурс»	27.12.2024	№ 558-п	01.01.2025	30.06.2025	55,11	7659,00	-	-	-	-
			01.07.2025	31.12.2025	55,11	7659,00	-	-	-	-
	20.12.2024	№ 416-п	01.01.2025	30.06.2025	-	-	-	35,66	2596,19	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2025	31.12.2025	-	-	-	41,50	3021,71	
			01.01.2025	30.06.2025	-	-	-	35,66	2843,45	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2025	31.12.2025	-	-	-	41,50	3309,49	
			01.01.2025	30.06.2025	-	-	-	35,66	2420,77	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2025	31.12.2025	-	-	-	41,50	2817,53	
			01.01.2025	30.06.2025	-	-	-	35,66	2596,19	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2025	31.12.2025	-	-	-	41,50	3021,71	
			01.01.2025	30.06.2025	-	-	-	35,66	2714,21	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2025	31.12.2025	-	-	-	41,50	3159,07	
			01.01.2025	30.06.2025	-	-	-	35,66	2936,67	Без наружной сети горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2025	31.12.2025	-	-	-	41,50	3417,99	
			01.01.2025	30.06.2025	-	-	-	35,66	2488,00	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.07.2025	31.12.2025	-	-	-	41,50	2895,78	
			01.01.2025	30.06.2025	-	-	-	35,66	2714,21	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.07.2025	31.12.2025	-	-	-	41,50	3159,07	

Продолжение таблицы 1.47.

Наименование теплоснаб- жающей организации	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов		Дата вступле- ния тарифа в действие	Дата оконча- ния действия тарифа	Экономически обоснованный тариф на услуги в сфере горячего водоснабжения для ресурсоснаб- жающей организации (без НДС),		Тариф для населения на услуги в сфере горячего водоснабжения (с НДС)			Примечание
	Дата приказа	Номер приказа			Компонент на теплоноситель/ холодную воду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию (одно- ставочный), руб./Гкал	Одноком- понентный тариф на горячую воду, руб./м³	Используется при расчете субсидий для ресурсоснабжающих организаций		
								Компонент на теплоно- ситель/хо- лодную во- ду, руб./м³	Компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	
ООО «Энерго- Ресурс»	18.12.2025	№ 401-п	01.01.2026	30.09.2026	55,11	7659,00	-	-	-	-
			01.10.2026	31.12.2026	83,98	10026,32	-	-	-	-
	19.12.2025	№ 577-п	01.01.2026	30.09.2026	-	-	-	42,19	3072,07	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.10.2026	31.12.2026	-	-	-	46,07	3354,70	
			01.01.2026	30.09.2026	-	-	-	42,19	33,64,65	С наружной сетью горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.10.2026	31.12.2026	-	-	-	46,07	3674,20	
			01.01.2026	30.09.2026	-	-	-	42,19	2864,49	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.10.2026	31.12.2026	-	-	-	46,07	3128,02	
			01.01.2026	30.09.2026	-	-	-	42,19	3072,07	С наружной сетью горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.10.2026	31.12.2026	-	-	-	46,07	3354,70	
			01.01.2026	30.09.2026	-	-	-	42,19	3211,72	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с изолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.10.2026	31.12.2026	-	-	-	46,07	3507,20	
			01.01.2026	30.09.2026	-	-	-	42,19	3474,96	Без наружной сети горячего водоснабжения, с изолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.10.2026	31.12.2026	-	-	-	46,07	3780,00	
			01.01.2026	30.09.2026	-	-	-	42,19	2944,04	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, с полотенцесушителями
			01.10.2026	31.12.2026	-	-	-	46,07	3214,89	
			01.01.2026	30.09.2026	-	-	-	42,19	3211,72	Без наружной сети горячего водо- снабжения, с неизолированными стояками, без полотенцесушителей
			01.10.2026	31.12.2026	-	-	-	46,07	3507,20	

Таблица 1.48 – Тарифы на тепловую энергию на отопление на долгосрочный период регулирования 2026 – 2029 гг. (в соответствии с приказами комитета по тарифам и ценовой политики Ленинградской области от 18.12.2025 № 400-п, № 401-п)

Наименование теплоснабжающей организации	Реквизиты приказа ЛенРТК об установлении тарифов		Дата вступления тарифа в действие	Дата окончания действия тарифа	Экономически обоснованные тарифы на тепловую энергию для ресурсоснабжающей организации (без НДС), руб./Гкал	Тариф на тепловую энергию для населения (с НДС), руб./Гкал	Примечание
	Дата приказа	Номер приказа					
МП «Тепло- Гарант»	18.12.2025	№400-п	01.01.2027	30.06.2027	8048,36	-	Тарифы на коллекторах источника тепловой энергии
			01.07.2027	31.12.2027	8048,36	-	
ООО «Энерго- Ресурс»*	18.12.2025	№ 401-п	01.01.2027	30.06.2027	10026,32	-	-
			01.07.2027	31.12.2027	10936,43	-	-
МП «Тепло- гарант»	18.12.2025	№400-п	01.01.2028	30.06.2028	8048,36	-	Тарифы на коллекторах источника тепловой энергии
			01.07.2028	31.12.2028	8490,73	-	
ООО «Энерго- Ресурс»*	18.12.2025	№ 401-п	01.01.2028	30.06.2028	10936,43	-	-
			01.07.2028	31.12.2028	11660,01	-	-
МП «Тепло- гарант»	18.12.2025	№400-п	01.01.2029	30.06.2029	8479,73	-	Тарифы на коллекторах источника тепловой энергии
			01.07.2029	31.12.2029	8479,73	-	
<p>* Тепловые сети системы отопления от котельной № 1 «Ровное», тепловые сети ГВС от котельной № 1 «Ровное», тепловые сети от котельной № 2 «КНИ» эксплуатировались ООО «Энерго-Ресурс» по договору аренды № 1 от 08.10.2024 г. с МП «ТеплоГарант» Кузнечинского ГП.</p> <p>** В соответствии с Постановлением Администрации Кузнечинского городского поселения от 02.03.2026 № 68 ООО «Энерго-Ресурс» присвоен статус единой теплоснабжающей организации, осуществляющей теплоснабжение на территории Кузнечинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области.</p>							

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

В соответствии с приказом комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области (ЛенРТК) № 357-п от 13 декабря 2021 г., № 545-п от 20.12.2021 г. для потребителей тепловой энергии п.г.т. Кузнечное в 2022 г. установлены следующие тарифы:

а) экономически обоснованный одноставочный тариф на тепловую энергию на нужды отопления для ресурсоснабжающей организации (МП «ТеплоГарант») (без учета НДС):

- на период с 01.01.2022 г. по 01.07.2022 г. – 7165,1 руб./Гкал;
- на период с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г. – 7648,62 руб./Гкал;

б) тариф на тепловую энергию на отопление для населения (с НДС)

- на период с 01.01.2022 г. по 01.07.2022 г. – 2596,22 руб./Гкал;
- на период с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г. – 2600,0 руб./Гкал;

в) экономически обоснованный одноставочный тариф на тепловую энергию на нужды горячего водоснабжения (без учета НДС):

компонент на теплоноситель (возможна корректировка)

- на период с 01.01.2022 г. по 01.07.2022 г. – 47,0 руб./м³;
- на период с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г. – 49,27 руб./м³;

компонент на тепловую энергию

- на период с 01.01.2022 г. по 01.07.2022 г. – 7165,1 руб./Гкал;
- на период с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г. – 7648,62 руб./Гкал.

г) тариф на тепловую энергию на горячее водоснабжение для населения (с НДС)

- на период с 01.01.2022 г. по 01.07.2022 г. – 1905,69 руб./Гкал;
- на период с 01.07.2022 г. по 31.12.2022 г. – 1970,48 руб./Гкал.

Калькуляция тарифа МП «ТеплоГарант» на 2022 – 2024 гг. приведена в таблице 1.49.

Таблица 1.49 – Калькуляция тарифа МП «ТеплоГарант» на 2022 – 2024 гг.

Наименование показателя	Единица измерения	2022 год	2023 год	2024 год
Всего расходы на производство тепловой энергии, теплоносителя, в т. ч.	тыс. рублей	182122,51	185616,65	190599,64
операционные расходы	тыс. рублей	19688,33	20271,10	20871,13
неподконтрольные расходы (без налога на прибыль)	тыс. рублей	7396,8	7554,78	7717,88
ресурсы	тыс. рублей	155037,38	157790,76	162010,64
Расходы на передачу тепловой энергии, в т.ч.	тыс. рублей	3195,14	3263,63	3334,15
операционные расходы	тыс. рублей	1811,82	1865,45	1920,67
неподконтрольные расходы (без налога на прибыль)	тыс. рублей	1383,32	1398,18	1413,48
НВВ, всего, в т.ч.	тыс. рублей	185317,65	188880,28	193933,79
операционные расходы	тыс. рублей	21500,15	22136,55	22791,79
неподконтрольные расходы (без налога на прибыль)	тыс. рублей	8780,13	8952,97	9131,36

Продолжение таблицы 1.49

Наименование показателя	Единица измерения	2022 год	2023 год	2024 год
Всего расходы на производство тепловой энергии, теплоносителя, в т. ч.	тыс. рублей	182122,51	185616,65	190599,64
операционные расходы	тыс. рублей	19688,33	20271,10	20871,13
неподконтрольные расходы (без налога на прибыль)	тыс. рублей	7396,8	7554,78	7717,88
ресурсы	тыс. рублей	155037,38	157790,76	162010,64
Расходы на передачу тепловой энергии, в т.ч.	тыс. рублей	3195,14	3263,63	3334,15
операционные расходы	тыс. рублей	1811,82	1865,45	1920,67
неподконтрольные расходы (без налога на прибыль)	тыс. рублей	1383,32	1398,18	1413,48
НВВ, всего, в т.ч.	тыс. рублей	185317,65	188880,28	193933,79
операционные расходы	тыс. рублей	21500,15	22136,55	22791,79
неподконтрольные расходы (без налога на прибыль)	тыс. рублей	8780,13	8952,97	9131,36
ресурсы	тыс. рублей	155037,38	157790,76	162010,64
НВВ на теплоноситель, всего, в т.ч.	тыс. рублей	2537,61	2642,86	2748,57
НВВ, без учета теплоносителя	тыс. рублей	182780,04	186237,42	191185,22
НВВ без учета теплоносителя, товарная	тыс. рублей	182397,64	185847,79	190785,23
НВВ, I – ое полугодие	тыс. рублей	108339,90	115650,93	109621,65
НВВ, II – ое полугодие	тыс. рублей	74057,74	7019,86	81163,58
Тарифы				
- отопление (годовой тариф)	руб./Гкал	7353,85	7492,96	7692,02
I – ое полугодие	руб./Гкал	7165,1	7648,62	7249,87
II – ое полугодие	руб./Гкал	7648,62	7249,87	8382,5
рост тарифа	%	106,75	94,79	115,62
- компонент на тепловую энергию (годовой тариф)	руб./Гкал	7353,85	7492,96	7692,02
I – ое полугодие	руб./Гкал	7165,1	7648,62	7249,87
II – ое полугодие	руб./Гкал	7648,62	7249,87	8382,5
Топливная составляющая	руб./Гкал	5556,09	5644,99	5791,76
Инвестиционная составляющая	руб./Гкал	-	-	-

Утвержденная в установленном порядке инвестиционная программа отсутствует.

Нормативная прибыль не учтена из-за отсутствия коллективного договора. Расчетно-предпринимательская прибыль не включена в НВВ в связи с тем, что не выполняются условия, при которых РПП должна быть включена в соответствии с методикой расчета тарифов, а именно: организационно-правовая форма регулируемой организации – муниципальное унитарное предприятие (п. 48 постановления правительства «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» № 1075 от 22.10.2012 г.)

В соответствии с приказами комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области (ЛенРПК) № 400-п от 18 декабря 2025 г., № 401-п от 18 декабря 2025 г., № 577-п от 19.12.2025 для потребителей тепловой энергии п.г.т. Кузнечное в 2026 г. установлены следующие тарифы:

а) экономически обоснованный одноставочный тариф на тепловую энергию на коллекторах источника тепловой энергии (без НДС), поставляемую МП «ТеплоГарант»:

- на период с 01.01.2026 г. по 30.09.2026 г. – 6214,01 руб./Гкал;
- на период с 01.10.2026 г. по 31.12.2026 г. – 8240,80 руб./Гкал;

б) одноставочный тариф на теплоноситель, поставляемый МП «ТеплоГарант»:

- на период с 01.01.2026 г. по 30.09.2026 г. – 55,59 руб./м³;

- на период с 01.10.2026 г. по 31.12.2026 г. – 83,19 руб./м³;

в) экономически обоснованный одноставочный тариф на тепловую энергию на нужды отопления для ресурсоснабжающей организации (ООО «Энерго-Ресурс») (без учета НДС):

- на период с 01.01.2026 г. по 30.09.2026 г. – 7659,00 руб./Гкал;

- на период с 01.10.2026 г. по 31.12.2026 г. – 10026,32 руб./Гкал;

б) тариф на тепловую энергию на отопление для населения (с НДС)

- на период с 01.01.2026 г. по 30.09.2026 г. – 3558,34 руб./Гкал;

- на период с 01.10.2026 г. по 31.12.2026 г. – 3780,00 руб./Гкал;

в) экономически обоснованный одноставочный тариф на тепловую энергию на нужды горячего водоснабжения (без учета НДС):

компонент на теплоноситель

- на период с 01.01.2026 г. по 30.09.2026 г. – 55,11 руб./м³;

- на период с 01.10.2026 г. по 31.12.2026 г. – 83,98 руб./м³;

компонент на тепловую энергию

- на период с 01.01.2026 г. по 30.09.2026 г. – 7659,00 руб./Гкал;

- на период с 01.10.2026 г. по 31.12.2026 г. – 10026,32 руб./Гкал.

1.11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

В соответствии со ст. 14 Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (с изменениями и дополнениями) подключение (технологическое присоединение) 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 (технологического присоединения) объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных настоящим Федеральным законом и правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение (технологическое присоединение) осуществляется на основании договора на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения (далее также – договор на подключение (технологическое присоединение)), который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении (технологическом присоединении) к системе теплоснабжения лицам и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению (технологическому

присоединению) и в заключении соответствующего договора, устанавливаются Правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

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

Порядок подключения (технологического присоединения) теплопотребляющих установок, тепловых сетей и источников тепловой энергии к системам теплоснабжения определяется «Правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения» (утв. постановлением Правительства Российской Федерации 30 ноября 2021 г. № 2115, с изм. и доп.).

В случае технической невозможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения (технологического присоединения) 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 (технологического присоединения) к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение (технологическое присоединение) не допускается. Нормативные сроки его подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения, установленных Правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения

(технологического присоединения) 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 (технологического присоединения) к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены Правилами подключения (технологического присоединения) 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 (технологического присоединения) 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 (технологического присоединения) объекта

капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства, установленных правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае отказа федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или органа местного самоуправления, утвердившего схему теплоснабжения, во внесении изменений в схему теплоснабжения указанные органы обязаны обосновать отказ во внесении в нее таких изменений и предоставить потребителю, в том числе застройщику, информацию об иных возможностях теплоснабжения объекта капитального строительства. К иным возможностям теплоснабжения объекта капитального строительства относится, в частности, возможность его подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения в случае снижения тепловой нагрузки потребителями, объекты которых ранее были подключены (технологически присоединены) к системе теплоснабжения.

Правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения» (утв. постановлением Правительства Российской Федерации 30 ноября 2021 г. № 2115, с изм. и доп.) вводятся определения:

подключение – совокупность организационных и технических действий, дающих возможность подключаемому объекту после подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения потреблять тепловую энергию из этой системы теплоснабжения, в том числе в связи с увеличением ранее подключенной тепловой нагрузки, обеспечивать передачу тепловой энергии по смежным тепловым сетям или выдавать тепловую энергию, производимую на источнике тепловой энергии, в систему теплоснабжения;

информация о возможности подключения – документ, содержащий сведения о возможности подключения объекта капитального строительства в рамках запрошенной заявителем тепловой нагрузки, а также сведения об организации, представившей такую информацию;

технические условия подключения – документ, используемый в целях архитектурно-строительного проектирования объекта капитального строительства, содержащий технические требования для подключения объекта капитального строительства (в том числе требования к узлу учета тепловой энергии) и являющийся обязательным приложением к договору на подключение (технологическое присоединение);

точка присоединения – место физического соединения тепловых сетей,

мероприятия по созданию которых осуществляются в рамках исполнения договора о подключении, с существующими тепловыми сетями или источниками тепловой энергии исполнителя или смежной организации.

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (с изменениями и дополнениями):

плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения – плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемых (технологически присоединяемых) к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемых здания, строения, сооружения (далее также – плата за подключение (технологическое присоединение)).

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения устанавливается органом регулирования в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки и может быть дифференцирована в зависимости от параметров данного подключения (технологического присоединения), определенных основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения в случае отсутствия технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения для каждого потребителя, в том числе застройщика, устанавливается в индивидуальном порядке.

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, устанавливаемая в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, может включать в себя затраты на создание тепловых сетей протяженностью от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения (технологического присоединения) объекта капитального строительства потребителя, в том числе застройщика, за исключением расходов, предусмотренных на создание этих тепловых сетей инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, либо средств, предусмотренных на создание этих тепловых сетей и полученных за счет иных источников, в том числе средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации.

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, установленная в индивидуальном порядке, может включать в себя затраты на создание источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей или развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в случаях, установленных основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными

Правительством Российской Федерации.

В случае, если объект капитального строительства потребителя, в том числе застройщика, имеет наивысший класс энергетической эффективности, установленный в соответствии с законодательством об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения снижается в порядке и в размерах, которые установлены Правительством Российской Федерации, и соответствующие расходы теплоснабжающих организаций или теплосетевых организаций, финансирование которых не обеспечено за счет платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, подлежат возмещению за счет тарифов в сфере теплоснабжения.

Плата за подключение к системе теплоснабжения на территории поселения не предусмотрена.

1.11.4 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

В соответствии со ст. 16 Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (с изменениями и дополнениями) плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается в случае, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не осуществил отсоединение принадлежащих ему теплопотребляющих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности подлежит регулированию для отдельных категорий социально значимых потребителей, перечень которых определяется основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, и устанавливается как сумма ставок за поддерживаемую мощность источника тепловой энергии и за поддерживаемую мощность тепловых сетей в объеме, необходимом для возможного обеспечения тепловой нагрузки потребителя.

Для иных категорий потребителей тепловой энергии плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не регулируется и устанавливается соглашением сторон.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, на территории поселения не предусмотрена.

1.11.5 Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних трех лет

На момент актуализации схемы теплоснабжения Кузнечинское ГП не относится к ценовой зоне теплоснабжения.

1.11.6 Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние три года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

На момент актуализации схемы теплоснабжения Кузнечинское ГП не относится к ценовой зоне теплоснабжения.

1.11.7 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых исполнительными органами субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Дополнена информация по тарифам за период с 2022 по 2026 гг., а также тарифы на долгосрочный период регулирования до 2029 года.

1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения

1.12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

К проблемам организации качественного теплоснабжения в поселении можно отнести:

- отсутствие/нарушение целостности изоляции внутрикотельных трубопроводов (внутри зданий и на территории котельных), коррозия трубопроводов и арматуры (приведено на рисунках 1.13 – 1.15);

- износ наружных тепловых сетей (от котельных к потребителям);

- плохую теплоизоляцию трубопроводов наружных тепловых сетей и сетей ГВС;

- несоответствие параметров исходной холодной (питьевой) воды по показателям цветности и содержанию железа требованиям СанПиН 1.2.3684-21 Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организаций и проведению санитарно-эпидемиологических (профилактических мероприятий).

- отсутствие источников резервного электроснабжения котельных;

- отсутствие резервного вида топлива на котельных.



Рисунок 1.13 – Внешний вид трубопроводов на территории котельной № 1 «Ровное»



Рисунок 1.14 – Внешний вид парового коллектора котельной № 1 «Ровное»



Рисунок 1.15 – Внешний вид паровых коллекторов котельной № 2 «КНИ»

1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок

потребителей)

К проблемам организации надежного теплоснабжения в поселении можно отнести:

- отсутствие/нарушение целостности изоляции внутрикотельных трубопроводов (внутри зданий и на территории котельных), коррозия трубопроводов и арматуры (приведено на рисунках 1.13 – 1.15);
- износ наружных тепловых сетей (от котельных к потребителям);
- плохую теплоизоляцию трубопроводов наружных тепловых сетей и сетей ГВС;
- несоответствие параметров исходной холодной воды и горячей воды для нужд ГВС по показателям цветности и содержанию железа требованиям СанПиН 1.2.3684-21 Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организаций и проведению санитарно-эпидемиологических (профилактических мероприятий).
- отсутствие источников резервного электроснабжения котельных;
- отсутствие резервного вида топлива на котельных.

1.12.3 Описание существующих проблем развития системы теплоснабжения

Главной причиной проблем развития системы теплоснабжения являются малые объёмы финансирования мероприятий по модернизации и развитию источников тепловой энергии, систем транспорта тепловой энергии, систем распределения и потребления тепловой энергии.

1.12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблемы в снабжении топливом отсутствуют.

1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов по запрещению эксплуатации оборудования котельных отсутствуют.

1.12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Существующие проблемы в централизованной системе теплоснабжения поселения не изменились.

По заказу ООО «Дивайс Инжиниринг» выполнен химический анализ качества исходной холодной питьевой и сетевой воды от котельных № 1 и № 2 на соответствие требованиям нормативных документов.

Протокол лабораторного исследования сетевой воды от котельной № 1 № 5130/2022 от 27.06.2022 г., выполненного испытательной лабораторией ООО «Блиман-Био», приведен в приложении 2. В соответствии с протоколом сетевая вода соответствует требованиям СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» (утверждены Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 № 2).

Протокол лабораторного исследования сетевой воды от котельной № 2 № 5448/2022 от 07.07.2022 г., выполненного испытательной лабораторией ООО «Блиман-Био», приведен в приложении 2. В соответствии с протоколом сетевая вода соответствует требованиям СанПиН 1.2.3685-21.

Протоколы испытания исходной холодной питьевой воды № 1092-22 от 14 июля 2022 г., № 1021-22 от 7 июля 2022 г., выполненных испытательной лабораторией ООО СЭЗ» приведены в приложении 2.

В соответствии с протоколами исходная холодная вода по показателям цветности и содержанию железа не соответствует требованиям СанПиН 1.2.3684-21 Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организаций и проведению санитарно-эпидемиологических (профилактических мероприятий).

В соответствии с утвержденной схемой водоснабжения и водоотведения Кузнечинского городского поселения для обеспечения населения доброкачественной питьевой водой в первую очередь необходимо провести мероприятия в соответствии с проектом «Реконструкция системы водоснабжения поселка Кузнечное».

Для улучшения качества холодной питьевой воды необходимо применение установок биологической очистки для устранения цветности, удаления окисляющейся органики, достижения нормативного содержания остаточного хлора.

При реконструкции и строительстве новых водопроводных сетей необходимо применять более совершенную арматуру, установку квартирных счетчиков воды, что позволит снизить объемы водопотребления.

Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Потребители, подключенные к системе централизованного теплоснабжения МО Кузнецнинское городское поселение – многоквартирные жилые дома, административные и общественные здания.

Существующие данные по отпуску тепловой энергии от котельных № 1, № 2 п.г.т. Кузнецное в 2025 г. приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Сведения по отпуску тепловой энергии от котельных № 1 и № 2 п.г.т. Кузнецное в 2025 г.

Показатель	2025
Полезный отпуск тепловой энергии от котельных, Гкал, всего, в том числе:	24855
- отпуск населению	21669
- отпуск бюджетным организациям	2362
- отпуск прочим потребителям	772
- технологические нужды предприятия	52
Полезный отпуск на нужды отопления, Гкал	21695
Полезный отпуск на нужды ГВС, Гкал	3160

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

В пределах настоящей работы в качестве периода планирования рассматривается перспектива до 2028 года. В качестве базового года принят 2025 год.

В соответствии с данными, предоставленными теплоснабжающей компанией, суммарная общая площадь многоквартирного жилищного фонда по состоянию на 01.01.2022 г. составляет 90,7033 тыс. м².

Строительство многоквартирных жилых домов не осуществлялось с 2000 г.

Проектно-сметная документация либо сведения о планируемом строительстве жилых многоквартирных домов на период действия Схемы теплоснабжения (2028 год) отсутствуют. Таким образом, принимается что прирост строительного фонда с подключением к системе централизованного теплоснабжения на период до 2028 г. не планируется.

Прирост строительного фонда на период до 2028 г. возможен только за счет строительства индивидуальных жилых домов с автономными источниками теплоснабжения.

Строительство промышленных предприятий на период до 2028 г. не планируется.

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

В соответствии с "Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов, потребляемых при использовании и содержании общего имущества в многоквартирном доме» (утв. Постановлениями Правительства РФ от 23 мая 2006 г. N 306, с изменениями и дополнениями) **нормативы потребления коммунальных услуг и нормативы потребления коммунальных ресурсов**, потребляемых при использовании и содержании общего имущества в многоквартирном доме, утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации (далее – уполномоченные органы). Контроль за соблюдением уполномоченными органами требований к составу нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов, потребляемых при использовании и содержании общего имущества в многоквартирном доме, условиям и методам установления нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов, потребляемых при использовании и содержании общего имущества в многоквартирном доме, а также обоснованности размера установленного норматива потребления коммунальных услуг и норматива потребления коммунального ресурса, потребляемого при использовании и содержании общего имущества в многоквартирном доме, осуществляется органами государственного жилищного надзора субъектов Российской Федерации.

При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома (этажность; год постройки; вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая); оснащенность жилых помещений водоразборными устройствами и санитарно-техническим оборудованием, а также наличие изолированных (неизолированных) стояков и (или) полотенцесушителей материал стен и крыши; объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем и др.).

Согласно постановлению Правительства Ленинградской области от 24.11.2010 г. № 313 "Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета" на территории МО Севастьяновское сельское поселение действуют нормативы

потребления по отоплению (приведены в таблице 1.30 п. 1.5.5 «Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение»).

Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению утверждены Постановлением Правительства Ленинградской области № 25 от 11 февраля 2013 года «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета» (в ред. постановления Правительства Ленинградской области от 28.12.2017 г. № 632). Существующие нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению для населения в жилых помещениях на территории МО Кузнечинское городское поселение представлены в таблицах 1.31 – 1.32 п. 1.5.5 «Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и вентиляцию».

Нормативы потребления коммунальной услуги горячему водоснабжению на общедомовые нужды в многоквартирных домах на территории Ленинградской области при отсутствии приборов учета согласно от 11 февраля 2013 года N 25 (в редакции постановления Правительства Ленинградской области от 28 июня 2013 года № 180) $N_{\text{одн}}$ ($\text{м}^3/\text{м}^2$ в месяц) рассчитываются по формуле

$$N_{\text{одн}} = 0,09 \times K/S_{\text{ои}} \quad (2.1)$$

где $N_{\text{одн}}$ – норматив потребления коммунальной услуги по холодному (горячему) водоснабжению в кубических метрах в месяц на квадратный метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

0,09 – горячей воды на общедомовые нужды (кубических метров в месяц на 1 человека);

K – численность жителей, проживающих в многоквартирном доме;

$S_{\text{ои}}$ – общая площадь помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирных домах (кв. м).

Общая площадь помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме, определяется как суммарная площадь следующих помещений, не являющихся частями квартир многоквартирного дома и предназначенных для обслуживания более одного помещения в многоквартирном доме (согласно сведениям, указанным в паспорте многоквартирного дома): межквартирных лестничных площадок, лестниц, коридоров, тамбуров, холлов, вестибюлей, колясочных, помещений охраны (консьержа), в этом многоквартирном доме, не принадлежащих отдельным собственникам.

При наличии технической возможности установки коллективных (общедомовых), индивидуальных или общих (квартирных) приборов учета норматив потребления коммунальной услуги по холодному (горячему) водоснабжению на общедомовые нужды применяется с учетом повышающего коэффициента.

В соответствии с «Требованиями энергетической эффективности зданий, строений, сооружений», утвержденных приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 17.11.2017 г. № 1550/пр для вновь создаваемых зданий (в том числе многоквартирных домов), строений и сооружений удельная отопительная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию снижается:

- с 1 июля 2018 г. – на 20 % по отношению к удельной характеристике расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых многоквартирных зданий (таблица 2.3) или удельной характеристике расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию (таблица 2.4);

- с 1 января 2023 г. – на 40 % по отношению к удельной характеристике расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых многоквартирных зданий (таблица 2.3) или удельной характеристике расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию (таблица 2.4);

- с 1 января 2028 г. – на 50 процентов по отношению к удельной характеристике расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых многоквартирных зданий (таблица 2.2) или удельной характеристике расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию (таблица 2.3).

Таблица 2.2 Удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых многоквартирных зданий, в Вт/(м³·°С)

Площадь здания, м ²	Этажность зданий			
	1	2	3	4
50	0,579	-	-	-
100	0,517	0,558	-	-
150	0,455	0,496	0,538	-
250	0,414	0,434	0,455	0,476
400	0,372	0,372	0,393	0,414
600	0,359	0,359	0,359	0,372
1000 и более	0,336	0,336	0,336	0,336

Не распространяется на объекты индивидуального жилищного строительства (отдельно стоящие и предназначенные для проживания одной семьи жилые дома с количеством этажей не более чем три), дачные дома, садовые дома.

При промежуточных значениях отапливаемой площади здания в интервале 50 – 1000 м² значения удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию определяются по линейной интерполяции.

Для реконструируемых или проходящих капитальный ремонт зданий, строений, сооружений (за исключением многоквартирных домов) удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию уменьшается с 1 июля 2018 г. на 20 процентов по отношению к удельной характеристике расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию (таблица 2.3).

Таблица 2.3 Удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию, в Вт/(м³·°С)

Типы зданий	Этажность зданий							
	1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
1. Многоквартирные дома (на этапах проектирования, строительства, сдачи в эксплуатацию), здания гостиниц, общежитий	0,455	0,414	0,372	0,359	0,336	0,319	0,301	0,290
2. Общественные здания, кроме перечисленных в строках 3 – 6	0,487	0,440	0,417	0,371	0,359	0,342	0,324	0,311
3. Здания медицинских организаций, домов-интернатов	0,394	0,382	0,371	0,359	0,348	0,336	0,324	0,311
4. Здания образовательных организаций	0,521	0,521	0,521	-	-	-	-	-
5. Здания сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, складов	0,266	0,255	0,243	0,232	0,232	-		
6. Здания административного назначения	0,417	0,394	0,382	0,313	0,278	0,255	0,232	0,232

Дальнейшее уменьшение удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию не проводится.

Удельное теплopotребление и тепловая нагрузка для вновь строящихся зданий в границах поселения (городского округа, города федерального значения), рекомендуемые для расчета перспективной нагрузки в Методических рекомендациях по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 5 марта 2019 г. № 212, приведены в таблице 2.4.

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

Проектно-сметная документация либо сведения о планируемом строительстве жилых многоквартирных домов на период действия Схемы теплоснабжения (2028 год) отсутствуют.

На перспективу до 2028 года отопление объектов индивидуальной жилой застройки предполагается производить от индивидуальных источников теплоснабжения.

Строительство общественных объектов на период до 2028 г. не планируется.

Строительство промышленных предприятий на период до 2028 г. не планируется.

Реконструкция существующих производственных предприятий не планируется.

Таким образом, принимается что прирост строительного фонда с подключением к системе централизованного теплоснабжения на период до 2028 г. не планируется.

Таблица 2.4 – Удельное теплopotребление и тепловая нагрузка для вновь строящихся зданий в границах поселения (городского округа, города федерального значения), рекомендуемые для расчета перспективной нагрузки в Методических рекомендациях по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 5 марта 2019 г. № 212

Год постройки	Тип застройки	Удельное теплopotребление, Гкал/(м ² в год)				Удельная тепловая нагрузка, ккал/(ч м ²)			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма	Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма
2016 – 2020 гг.	Жилая многоэтажная	0,084	0	0,069	0,153	40,9	0	8,2	49,0
	Жилая средне- и малоэтажная	0,110	0	0,069	0,179	51,0	0	8,2	59,1
	Жилая индивидуальная	0,131	0	0,069	0,200	59,1	0	8,2	67,2
	Общественно-деловая и промышленная	0,062	0,064	0,044	0,170	43,8	46,5	4,9	95,3
2021 – 2032 гг.	Жилая многоэтажная	0,072	0	0,067	0,139	36,3	0	7,4	43,6
	Жилая средне- и малоэтажная	0,086	0	0,067	0,153	41,5	0	7,4	48,8
	Жилая индивидуальная	0,113	0	0,067	0,180	51,8	0	7,4	59,2
	Общественно-деловая и промышленная	0,056	0,052	0,043	0,151	42,7	37,7	4,5	84,8

2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения, на каждом этапе

На момент актуализации схемы индивидуальные жилые дома имеют автономные источники теплоснабжения.

На перспективу до 2028 года отопление объектов существующей и перспективной индивидуальной жилой застройки предполагается производить от индивидуальных источников теплоснабжения.

2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода, пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Строительство промышленных предприятий на период до 2028 г. не планируется.

Реконструкция существующих производственных предприятий не планируется.

2.7. Описание изменений показателей существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения при актуализации схемы теплоснабжения

Потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения в 2025 г. составило 24855 Гкал/год.

Ввиду отсутствия перспективной многоквартирной жилой, общественной и промышленной застройки на рассматриваемый период планируемое потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения к 2028 году останется на прежнем уровне.

2.7.1 Перечень объектов теплоснабжения, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Подключение объектов теплоснабжения к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не производилось.

2.7.2 Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки

Проектно-сметная документация либо сведения о планируемом строительстве жилых многоквартирных домов на период действия Схемы теплоснабжения (2028 год) отсутствуют.

На перспективу до 2028 года отопление объектов индивидуальной жилой застройки предполагается производить от индивидуальных источников теплоснабжения.

Строительство общественных объектов на период до 2028 г. не планируется.

Строительство промышленных предприятий на период до 2028 г. не планируется.

Реконструкция существующих производственных предприятий не планируется.

Таким образом, принимается что прирост строительного фонда с подключением к системе централизованного теплоснабжения на период до 2028 г. не планируется.

2.7.3 Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии

Значения расчётных тепловых нагрузок (существующих и перспективных) на коллекторах источников тепловой энергии п.г.т. Кузнечное представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Значения расчётных тепловых нагрузок (существующих и перспективных) на коллекторах источников тепловой энергии п. г. т. Кузнечное

№ п/п	Источник	Год	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Присоединённая нагрузка (с учетом потерь в тепловых сетях), Гкал/ч
1	Котельные (п.г.т. Кузнечное) (существующие): в том числе: - котельная № 1 (существующая); - котельная № 2 (существующая)	2025	21,35 14,2 7,15	10,8542 8,4872 2,367
2	Новая газовая блочно-модульная котельная (п.г.т. Кузнечное)* (при завершении газификации поселения)	2026 – 2028	19,8*	10,7849**

*На основании выбранного варианта перспективного развития системы теплоснабжения поселения (глава 5, подпункт 5.4).

** Снижение потерь при реализации мероприятий по замене трубопроводов для обеспечения надежности теплоснабжения и улучшения гидравлических режимов.

2.7.4 Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды

Сведения по расходам теплоносителя в отопительный период (существующее положение) по результатам поверочного гидравлического расчета по источникам в ПРК «Zulu Thermo» 10.0 приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Сведения по расходам теплоносителя в отопительный период (существующее положение) по результатам поверочного гидравлического расчета по источникам в ПРК «Zulu Thermo» 10.0

Наименование источника	Суммарный расход, т/ч
Котельная № 1 «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное») – система отопления	361,37
Котельная № 1 «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное») - ГВС	45,48
Котельная № 2 «КНИ»	189,74

Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения

Разработчиком Схемы теплоснабжения была создана электронная модель в программно-расчетном комплексе ZuluThermo 10.0 (разработчик ПРК – компания «Политерм», г. Санкт-Петербург).

Результаты теплогидравлических расчетов, выполненных в программе ZuluThermo 10.0 по каждому элементу системы теплоснабжения, приведены в виде пьезометрических графиков.

Электронная модель системы теплоснабжения содержит:

- а) паспортизацию объектов системы теплоснабжения;
- б) гидравлический расчет тепловых сетей;
- в) расчет балансов тепловой энергии по источнику;
- г) расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя (по нормативам и по фактической изоляции);
- д) расчет показателей надежности теплоснабжения;
- е) групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;
- ж) сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.

Информационно-географическая система «Zulu»

Информационно-географическая система Zulu, разработанная компанией ООО «Политерм» (г. Санкт-Петербург), предназначена для разработки приложений, требующих визуализации пространственных данных в векторном и растровом виде, анализа их топологии и их связи с семантическими базами данных. Входящий в состав этой системы пакет Zulu Thermo позволяет создавать электронные модели систем теплоснабжения.

Расчеты Zulu Thermo 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.

С помощью данного продукта возможна реализация следующего состава задач:

Построение расчетной модели тепловой сети.

При работе в геоинформационной системе сеть достаточно просто и быстро заносится с помощью мышки или по координатам. При этом сразу формируется расчетная модель. Остается лишь задать расчетные параметры объектов и нажать кнопку выполнения расчета.

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 недостаточно.

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.

Построение пьезометрических графиков.

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского).

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. Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

3.1. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения и с полным топологическим описанием связности объектов

Информационно-графическое описание объектов системы теплоснабжения населенного пункта в слоях ЭМ представлены графическим изображением объектов системы теплоснабжения, а также паспортизацией объектов системы теплоснабжения (источников теплоснабжения, участков тепловых сетей, оборудования ИТП).

Основой семантических данных об объектах системы теплоснабжения были данные Заказчика и информация, собранная в процессе выполнения анализа существующего состояния системы теплоснабжения поселения.

В составе электронной модели (ЭМ) существующей системы теплоснабжения отдельными слоями представлены:

- слои картографической основы;
- адресный план потребителей;
- расчетные слои Zulu по зоне теплоснабжения населенного пункта.

Графическое представление объектов системы теплоснабжения представлено на отдельном листе, являющемся неотъемлемой частью настоящей схемы (схемы тепловых сетей котельных).

3.2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения

В программном комплексе к объектам системы теплоснабжения относятся следующие элементы, которые образуют между собой связанную структуру: источник, участок тепловой сети, узел, потребитель. Каждый элемент имеет свой паспорт объекта, состоящий из описательных характеристик. Среди этих характеристик есть как необходимые для проведения гидравлического расчета и решения иных расчетно-аналитических задач, так и чисто справочные. Процедуры технологического ввода позволяют корректно заполнить базу данных характеристик узлов и участков тепловой сети.

3.3. Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное

В электронной модели системы теплоснабжения районы теплоснабжения представляются как объекты, сгруппированные по территориальному (административному или другому) признаку. Электронная модель схемы

теплоснабжения обеспечивает получение данных о единице (единицах) деления в форме запросов.

3.4. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Теплогидравлический расчет ПРК ZuluThermo 10.0 включает в себя полный набор функциональных компонент и соответствующие им информационные структуры базы данных, необходимых для гидравлического расчета.

Результат гидравлических расчетов системы теплоснабжения поселения по источнику может быть сформирован в протоколы Excel и показан в виде пьезометрических графиков.

В п.г.т. Кузнечное – два источника централизованного теплоснабжения, тепловые сети не закольцованы.

3.5. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

В настоящее время переключение тепловых нагрузок между источниками не производится.

3.6. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

Тепловая нагрузка по зонам действия источников тепловой энергии определяется в соответствии с данными, занесенными в электронную модель, а именно потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха может быть основано на анализе тепловых нагрузок потребителей, установленных в договорах теплоснабжения, договорах на поддержание резервной мощности, в долгосрочных договорах теплоснабжения, цена которых определяется по соглашению сторон, и долгосрочных договорах теплоснабжения, в отношении которых установлен долгосрочный тариф, с разбивкой тепловых нагрузок на максимальное потребление тепловой энергии на отопление, вентиляцию, кондиционирование, горячее водоснабжение и технологические нужды.

Расчет балансов тепловой энергии выполнен по источнику тепловой энергии.

3.7. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

Нормы тепловых потерь через изоляцию трубопроводов рассчитываются в ГИС Zulu Thermo 10.0. на основании приказа Минэнерго от 30.12.2008 № 325 (с

изменениями и дополнениями). Целью данного расчёта является определение нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по месяцам. Просмотреть результаты расчёта можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии. Расчёт может быть выполнен с учётом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в Microsoft Excel.

3.8. Расчет показателей надежности теплоснабжения

Цель расчета – количественная оценка надежности теплоснабжения потребителей в ТС систем централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемой надежности для каждого потребителя. Расчет выполняется в соответствии с П18.2 «Определение показателей надежности потребителя, присоединенного к тепловой сети системы теплоснабжения» Приказа Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

3.9. Групповые изменения характеристики объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения

Групповые изменения характеристик объектов применимы для различных целей и задач гидравлического моделирования, однако его основное предназначение – калибровка расчетной гидравлической модели тепловой сети. Трубопроводы реальной тепловой сети всегда имеют физические характеристики, отличающиеся от проектных, в силу происходящих во времени изменений – коррозии и выпадения отложений, отражающихся на изменении эквивалентной шероховатости и уменьшении внутреннего диаметра вследствие зарастания. Очевидно, что эти изменения влияют на гидравлические сопротивления участков трубопроводов, и в масштабах сети в целом это приводит к весьма значительным расхождением результатам гидравлического расчета по «проектным» значениям с реальным гидравлическим режимом, наблюдаемым в эксплуатируемой тепловой сети. С другой стороны, измерить действительные значения шероховатостей и внутренних диаметров участков действующей тепловой сети не представляется возможным, поскольку это потребовало бы массового вскрытия трубопроводов, что вряд ли реализуемо.

3.10. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

Сравнительные пьезометрические графики одновременно отображают графики давлений тепловой сети, рассчитанные в двух различных базах: контрольной, показывающей существующий гидравлический режим и модельной, показывающей перспективный гидравлический режим. Данный инструментарий реализован в модели тепловых сетей и является удобным средством анализа.

Пьезометрические графики (существующие и перспективные) приведены на рисунках 1.3 – 1.8 п. 1.3.8.

3.11. Изменения гидравлических режимов, определяемые в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения, с учетом изменений в составе оборудования источников тепловой энергии, тепловой сети и теплопотребляющих установок за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Электронная гидравлическая модель системы централизованного теплоснабжения п. г. т. Кузнецкое была актуализирована в рамках текущей актуализации Схемы теплоснабжения.

Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

4.1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения – балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды

Централизованное теплоснабжение на территории муниципального образования Кузнечинское городское поселение осуществляется от двух котельных:

– котельной «Ровное», работающей на мазуте (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»);

– котельной «КНИ», работающей на мазуте (п.г.т. Кузнечное).

В таблице 4.1 приведены существующий и перспективный балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей.

Таблица 4.1 Существующий и перспективный балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей

№ п/п	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч	Расчетные потери при транспортировке, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка абонентов ²⁾ , Гкал/ч	Резерв (+); Дефицит (-)
2025 год								
1	Котельная № 1 «Ровное», котельная № 2 «КНИ»	24,38	21,35	0,781	20,569	0,5823 ³⁾	10,215 ²⁾	+ 9,7717
Перспектива 2026 – 2028 годы								
2	Котельная № 1 «Ровное»	вывод из эксплуатации						
3	Котельная № 2 «КНИ»	вывод из эксплуатации						
4	Новая газовая БМК	19,8	19,8	0,146 ⁴⁾	19,654	0,5699 ⁵⁾	10,215 ²⁾	+ 8,8691

¹⁾ В соответствии с данными МП «ТеплоГарант»;

²⁾ Расчетная тепловая нагрузка;

³⁾ Потери в тепловых сетях, определенные в соответствии с «Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя», утвержденным Приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 325;

⁴⁾ Принято в соответствии с СТО Газпром РД 1.19-126-2004. Методика расчета удельных норм расхода газа на выработку тепловой энергии и расчета потерь в системах теплоснабжения (котельные и тепловые сети). Стандарт ОАО «Газпром».

⁵⁾ Снижение потерь при реализации мероприятий по замене трубопроводов для обеспечения надежности теплоснабжения и улучшения гидравлических режимов, модернизации трубопроводов тепловой сети.

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 источника тепловой энергии

Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источников тепловой энергии до удаленных потребителей и характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю, в виде пьезометрических графиков будут представлены в п.1.3.8 Схемы.

Гидравлический расчет выполнен в электронной модели Схемы теплоснабжения в ПРК Zulu Thermo 10.0.

4.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Значение резерва тепловой мощности источников тепловой энергии приведено в п. 4.1 главы 4. Как видно из таблицы 4.1, резерв тепловой мощности котельной № 1 «Ровное» составляет 5,3278 Гкал/ч, резерв котельной № 2 «КНИ» – 4,5989 Гкал/ч.

В 2026 – 2027 гг. изменение баланса связано со снижением потерь в тепловых сетях за счет реализации мероприятий по модернизации участков тепловых сетей. Значения резервов тепловой мощности составит: по котельной № 1 «Ровное» – + 5,3287 Гкал/ч; по котельной № 2 «КНИ» – + 4,6073 Гкал/ч.

В 2028 году по завершению газификации Кузнечинского ГП и вводе в эксплуатацию новой газовой БМК установленной мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) резерв тепловой мощности источников тепловой энергии + 8,8691 Гкал/ч.

4.4. Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

Баланс тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей актуализирован с учетом мероприятий по строительству и модернизации источников тепловой энергии, актуализации тепловых нагрузок потребителей и расчета нормативных потерь при транспортировке тепловой энергии (определены в соответствии с «Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» в п. 1.3.13).

Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения

5.1. Общие принципы разработки Мастер-плана

5.1.1 Общие сведения

Мастер-план Схемы теплоснабжения предназначен для описания и обоснования отбора нескольких вариантов ее реализации, из которых будет выбран рекомендуемый вариант.

Каждый вариант должен обеспечивать покрытие перспективного спроса на тепловую мощность, возникающего в поселении, и критерием этого обеспечения является выполнение балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и спроса на тепловую мощность при расчетных условиях, заданных нормативами проектирования систем отопления и горячего водоснабжения объектов теплopotребления.

Выполнение текущих и перспективных балансов тепловой мощности источников и текущей и перспективной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии является главным условием для разработки сценариев (вариантов) Мастер-плана.

5.1.2 Критерии выбора решений и варианты Мастер-плана при актуализации схемы теплоснабжения

После разработки проектных предложений для каждого из вариантов мастер-плана выполняется оценка финансовых потребностей, необходимых для их реализации и, затем – оценка эффективности финансовых затрат.

На момент текущей актуализации Схемы теплоснабжения действуют: Программа развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на период 2026 – 2030 гг., Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Ленинградской области на 2024 – 2033 годы, утвержденная постановлением Правительства Ленинградской области 26.12.2025 № 1101 (с изменениями и дополнениями от 12.03.2026).

В соответствии с план-графиком газификации «Объекты газификации Ленинградской области согласно Программе развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на 2025 год» в 2028 году планируется ввод в эксплуатацию газопровода межпоселкового от г. Приозерск к п. Бурнево, г.п. Кузнечное с отводом на п. Сторожевое Приозерского района Ленинградской области. Начало и окончание строительно-монтажных работ по объекту запланировано на период 2026 – 2028 годы, период выполнения работ по газификации котельных запланирован на 2026 – 2027 годы.

Таким образом, ввиду планируемой газификации поселения и учитывая степень износа вспомогательного оборудования котельных, зданий и коммуникаций

существующих котельных № 1 и № 2 целесообразным вариантом развития системы централизованного теплоснабжения поселения является строительство новой газовой блочно-модульной котельной (с ориентировочным сроком ввода в эксплуатацию в 2028 году, по завершению газификации поселения).

В связи с этим строительство новых газовых блочно-модульных котельных с выводом из эксплуатации существующих котельных рассматривается в обоих вариантах перспективного развития системы теплоснабжения поселения.

В соответствии с СП 89.13330.2016 Котельные установки расчетная тепловая мощность проектируемой котельной определяется как сумма максимальных часовых нагрузок тепловой энергии на отопление, средних часовых нагрузок тепловой энергии на горячее водоснабжение, собственные нужды котельной, потери в тепловых сетях системы теплоснабжения.

Тепловые нагрузки для расчета и выбора оборудования котельной определяется для обеспечения устойчивой работы при трех режимах:

- максимального – при температуре наружного воздуха в наиболее холодную пятидневку (минус 26 °С);
- среднего – при средней температуре наружного воздуха холодного месяца;
- минимального летнего – при минимальной нагрузке горячего водоснабжения.

В котельной следует предусматривать установку не менее двух котлов, независимо от категории котельной, количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям, резервным котлоагрегатом следует обеспечивать в размерах, указанных в СП124.13330.2012:

- при температуре наружного воздуха для проектирования системы отопления минус 20 °С – 84 %;
- при температуре наружного воздуха для проектирования системы отопления минус 30 °С – 87 %.

Интерполируя, получаем, что при температуре наружного воздуха для проектирования системы отопления – минус 26 °С резерв тепловой мощности должен составлять 85,6 % (для больницы – 100 %) от потребления тепла на отопление потребителей.

Собственные нужды газовой котельной в соответствии с СТО Газпром РД 1.19-126-2004. Методика расчета удельных норм расхода газа на выработку тепловой энергии и расчета потерь в системах теплоснабжения (котельные и тепловые сети). Стандарт ОАО «Газпром». составят до 2,5 % от выработки тепловой энергии.

5.2. Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения)

В настоящей Схеме теплоснабжения сравниваются два варианта развития систем теплоснабжения.

Первый вариант включает в себя следующие мероприятия:

- строительство одной новой блочно-модульной газовой котельной установленной мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) (при газификации городского поселения) с выводом из эксплуатации двух существующих котельных № 1 и № 2;
- отказ от сетей ГВС, перевод 30 потребителей с наличием хозяйственно-бытового ГВС, запитанных от существующей котельной № 1 «Ровное» на двухтрубную схему теплоснабжения с оборудованием АИТП, дополнительным теплообменником приготовления горячей воды, перевод всех потребителей на температурный график 95/70 со срезкой на ГВС (аналогично температурному графику существующей котельной № 2 «КНИ»);
- капитальный ремонт (замена) изношенных тепловых сетей котельных № 1, № 2;
- строительство нового участка трубопровода, соединяющего тепловые сети двух существующих котельных № 1 и № 2 длиной 678 м (в двухтрубном исполнении), D_y 200 мм (с учетом строительства новой тепловой камеры КТ-106);
- реконструкция участков трубопроводов тепловой сети для повышения надежности теплоснабжения потребителей и улучшения гидравлического режима тепловой сети:
 - «Насосная – точка Н1», «точка Н1 – узел № 1» с увеличением диаметра (существующий D_y = 250 мм, рекомендуемый D_y = 300 мм);
 - ТВ16а-1-ул. Гагарина, 5а (здание администрации) с увеличением диаметра (существующий D_y = 50 мм, рекомендуемый D_y = 70 мм);
 - ТК-9-1-ул. Юбилейная, 10 с увеличением диаметра (существующий D_y = 60 мм, рекомендуемый D_y = 80 мм);
 - ТК-9а-ул. Юбилейная, 11 с увеличением диаметра (существующий D_y = 60 мм, рекомендуемый D_y = 80 мм);
 - ТК-20-ул. Гагарина, 2 с увеличением диаметра (существующий D_y = 50 мм, рекомендуемый D_y = 60 мм);
 - «Узел зд. Гагарина, 1» с увеличением диаметра (существующий D_y = 50 мм, рекомендуемый D_y = 60 мм).

Второй вариант включает в себя следующие мероприятия:

- строительство двух новых блочно-модульных газовых котельных установленной мощностью 15,4 Гкал/ч (17,9 МВт) и 4,34 Гкал/ч (5,05 МВт) (при

газификации поселения) с выводом из эксплуатации двух существующих котельных № 1 и № 2;

- капитальный ремонт (замена) изношенных тепловых сетей котельных № 1, № 2;
- реконструкция участков трубопроводов тепловой сети «Насосная – точка 1», «точка 1 – узел № 1» системы отопления котельной № 1 «Ровное» с высокой степенью износа для снижения тепловых потерь, повышения надежности и улучшения гидравлического режима с увеличением D_y ;
- строительство переключки между тепловыми сетями существующих котельных № 1 «Ровное» и № 2 «КНИ» (от котельной № 1 до тепловых сетей от котельной № 2 «КНИ») длиной 678 м, D_y 200 мм для повышения надежности теплоснабжения (с учетом строительства новой тепловой камеры КТ-106).

5.3. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения

Технико-экономические показатели перспективного развития системы теплоснабжения:

- первый вариант:

- Общие затраты на строительство новой газовой блочно-модульной газовой котельной установленной тепловой мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) с учетом подключения к инженерным сетям составят 339 570 тыс. рублей (затраты на строительство новой блочно-модульной котельной принимаются укрупненно ввиду отсутствия технико-коммерческого предложения).

Ориентировочный объем капитальных затрат определяется на основании сведений о затратах на проектирование и строительство блочно-модульных котельных, размещенных на официальном сайте государственных закупок (принимается в соответствии с <https://zakupki.gov.ru/epz/order/notice/notice223/common-info.html?noticeInfoId=14246337>).

Установленная мощность новой котельной должна быть уточнена на стадии разработки проекта (с учетом изменения планов перспективной застройки поселения и необходимости подключения потребителей к централизованной системе теплоснабжения). Стоимость капитальных вложений также требует уточнения. Стоимость подключения нового источника тепловой энергии к сетям инженерно-технического обеспечения определяется после получения условий на подключение. Ориентировочный срок ввода новой БМК – 2028 г. (по завершению газификации поселения);

- Общие затраты на перевод 30 потребителей с наличием хозяйственно-бытового ГВС (в настоящее время запитанных от существующей котельной № 1 «Ровное») на двухтрубную схему теплоснабжения с оборудованием АИТП и установкой

дополнительного теплообменника для приготовления горячей воды в 2028 году составят 105 000 тыс. рублей;

– Общие затраты на капитальный ремонт (замену) изношенных тепловых сетей котельной № 1 «Ровное» (трубопроводы системы отопления: участки ТК-13 – ТК-14; ТК-1 – ул. Молодежная, 8; ТК-1 – ул. Молодежная, 6) составят 765 тыс. рублей. Ориентировочный срок реализации – 2027 – 2028 гг.;

– Общие затраты на капитальный ремонт (замену) изношенных тепловых сетей котельной № 2 «КНИ» (участки КТ-3 – КТ-4; КТ-4 – КТ-5; КТ-4 – ул. Приозерское шоссе, 11) составят 2657 тыс. рублей. Ориентировочный срок реализации – 2027 – 2028 гг.;

– Общие затраты на реконструкцию участков трубопроводов тепловой сети для повышения надежности теплоснабжения потребителей и улучшения гидравлического режима тепловой сети: «насосная – точка Н1», «точка Н1 – узел № 1», ТВ16а-1 – ул. Гагарина, 5а (здание администрации), ТК-9-ул. Юбилейная, 10, ТК-9а-ул. Юбилейная, 11, ТВ-20-ул. Гагарина, 2, «Узел Гагарина, 1» с увеличением диаметров составят 16 723 тыс. рублей. Ориентировочный срок реализации – 2028 год (при строительстве новой котельной);

– Общие затраты на строительство нового участка трубопровода, соединяющего тепловые сети двух существующих котельных № 1 и № 2 длиной 678 м (в двухтрубном исполнении) D_y 200 мм (с учетом строительства новой тепловой камеры КТ-10б) составят 14435 рублей. Ориентировочный срок реализации – 2028 год (при строительстве новой котельной).

Общие затраты по варианту составят 479 150 тыс. руб.

- второй вариант:

– Общие затраты на строительство новой газовой блочно-модульной котельной установленной тепловой мощностью 15,4 Гкал/ч (17,9 МВт) (с выводом из эксплуатации котельной № 1 «Ровное») с учетом подключения к инженерным сетям составят 290 400 тыс. рублей.

Затраты на строительство новой блочно-модульной котельной принимаются укрупненно ввиду отсутствия технико-коммерческого предложения. Ориентировочный объем капитальных затрат определяется на основании сведений о затратах на проектирование и строительство блочно-модульных котельных, размещенных на официальном сайте государственных закупок (принимается в соответствии с <https://zakupki.gov.ru/epz/order/notice/notice223/common-info.html?noticeInfoId=14246337>).

Установленная мощность новой котельной должна быть уточнена на стадии разработки проекта (с учетом изменения планов перспективной застройки поселения

и необходимости подключения потребителей к централизованной системе теплоснабжения). Стоимость капитальных вложений также требует уточнения. Стоимость подключения нового источника тепловой энергии к сетям инженерно-технического обеспечения определяется после получения условий на подключение.

– Общие затраты на строительство новой газовой блочно-модульной котельной установленной тепловой мощностью 4,34 Гкал/ч (5,05 МВт) (с выводом из эксплуатации котельной № 2 «КНИ») с учетом подключения к инженерным сетям составят 78400 тыс. рублей. Затраты на строительство новой блочно-модульной котельной принимаются укрупненно ввиду отсутствия технико-коммерческого предложения.

Ориентировочный объем капитальных затрат определяется на основании сведений о затратах на проектирование и строительство блочно-модульных котельных, размещенных на официальном сайте государственных закупок (принимается в соответствии с <https://zakupki.gov.ru/epz/order/notice/notice223/common-info.html?noticeInfoId=14246337>).

Установленная мощность новой котельной должна быть уточнена на стадии разработки проекта (с учетом изменения планов перспективной застройки поселения и необходимости подключения потребителей к централизованной системе теплоснабжения). Стоимость капитальных вложений также требует уточнения. Стоимость подключения нового источника тепловой энергии к сетям инженерно-технического обеспечения определяется после получения условий на подключение.

Ориентировочный срок ввода новых газовых БМК – 2028 г. (по завершению газификации поселения):

– Общие затраты на реконструкцию участков трубопроводов тепловой сети «Насосная – точка Н1», «точка Н1 – узел № 1» с высокой степенью износа (существующие участки – D_y 250 мм) для снижения тепловых потерь, повышения надежности и улучшения гидравлического режима с увеличением D_y (300 мм) составят 14306 тыс. рублей.;

– Общие затраты на капитальный ремонт (замену) изношенных тепловых сетей котельной № 1 «Ровное» (трубопроводы системы отопления: участки ТК-13 – ТК-14; ТВ16а-1 – ул. Гагарина, 5а (здание Администрации); ТК-1 – ул. Молодежная, 8; ТК-1 – ул. Молодежная, 6; трубопроводы системы ГВС: участки бойлерная – точка Н1; точка Н1-узел № 1; ТК-1 – ГВС ул. Молодежная, 8) составят 8329 тыс. рублей. Ориентировочный срок реализации – 2027 – 2028 гг.;

– Общие затраты на капитальный ремонт (замену) изношенных тепловых сетей котельной № 2 «КНИ» (участки КТ-3 – КТ-4; КТ-4 – КТ-5; КТ-4 – ул. Приозерское шоссе, 11) составят 2657 тыс. рублей. Ориентировочный срок реализации – 2027 – 2028 гг.;

– Общие затраты на строительство переемы между тепловыми сетями существующих котельных № 1 «Ровное» и № 2 «КНИ» (от котельной № 1 до тепловых сетей от котельной № 2 «КНИ») длиной 678 м, D_y 200 мм для повышения надежности теплоснабжения (с учетом строительства новой тепловой камеры КТ-10б) составят 14435 тыс. рублей (ориентировочный срок реализации – 2028 год).

Общие затраты по варианту составят 408455 тыс. руб.

5.4. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения – на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения

На момент текущей актуализации Схемы теплоснабжения действуют: Программа развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на период 2026 – 2030 гг., Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Ленинградской области на 2024 – 2033 годы, утвержденная постановлением Правительства Ленинградской области 26.12.2025 № 1101 (с изменениями и дополнениями от 12.03.2026).

В соответствии с план-графиком газификации «Объекты газификации Ленинградской области согласно Программе развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на 2025 год» в 2028 году планируется ввод в эксплуатацию газопровода межпоселкового от г. Приозерск к п. Бурнево, г.п. Кузнечное с отводом на п. Сторожевое Приозерского района Ленинградской области. Начало и окончание строительно-монтажных работ по объекту запланировано на период 2026 – 2028 годы, период выполнения работ по газификации котельных запланирован на 2026 – 2027 годы.

Таким образом, ввиду планируемой газификации поселения, степень износа вспомогательного оборудования котельных, зданий и коммуникаций существующих котельных № 1 и № 2, а также с учетом наличия в варианте № 1 мероприятия по оснащению потребителей АИТП целесообразным вариантом развития системы централизованного теплоснабжения поселения является (первый вариант), предусматривающий:

– строительство одной новой блочно-модульной газовой котельной установленной мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) (при газификации городского поселения) с выводом из эксплуатации двух существующих котельных № 1 и № 2;

– отказ от сетей ГВС, перевод 30 потребителей с наличием хозяйственно-бытового ГВС, запитанных от существующей котельной № 1 «Ровное», на двухтрубную схему теплоснабжения с оборудованием АИТП, дополнительным теплообменником приготовления горячей воды, перевод всех потребителей на температурный график 95/70 со срезкой на ГВС (аналогично температурному графику существующей котельной № 2 «КНИ»);

– капитальный ремонт (замена) изношенных тепловых сетей котельных № 1, № 2;

– строительство нового участка трубопровода, соединяющего тепловые сети двух существующих котельных № 1 и № 2 длиной 678 м (в двухтрубном исполнении) D_y 200 мм (строительство новой тепловой камеры КТ-106);

– реконструкция участков трубопроводов тепловой сети для повышения надежности теплоснабжения потребителей и улучшения гидравлического режима тепловой сети:

- «Насосная – точка Н1», «точка Н1 – узел № 1» с увеличением диаметра (существующий D_y = 250 мм, рекомендуемый D_y = 300 мм);
- ТВ16а-1-ул. Гагарина, 5а (здание администрации) с увеличением диаметра (существующий D_y = 50 мм, рекомендуемый D_y = 70 мм);
- ТК-9-1-ул. Юбилейная, 10 с увеличением диаметра (существующий D_y = 60 мм, рекомендуемый D_y = 80 мм);
- ТК-9а-ул. Юбилейная, 11 с увеличением диаметра (существующий D_y = 60 мм, рекомендуемый D_y = 80 мм);
- ТК-20-ул. Гагарина, 2 с увеличением диаметра (существующий D_y = 50 мм, рекомендуемый D_y = 60 мм);
- «Узел зд. Гагарина, 1» с увеличением диаметра (существующий D_y = 50 мм, рекомендуемый D_y = 60 мм).

В таблице 5.1 приведен перечень мероприятий в соответствии с выбранным вариантом развития системы теплоснабжения п.г.т. Кузнечное.

Таблица 5.1 – Перечень мероприятий в соответствии с выбранным вариантом развития системы теплоснабжения п.г.т. Кузнечное

№ п/п	Наименование мероприятия	Объем капитальных вложений (с НДС), тыс. руб.	Год начала реализации мероприятий	Год окончания реализации мероприятий
1	Строительство одной новой блочно-модульной газовой котельной установленной мощностью 19,8 Гкал/ч (23,0 МВт) (при газификации городского поселения) с выводом из эксплуатации двух существующих котельных № 1 и № 2	339 570	2028	2028

Продолжение таблицы 5.1

№ п/п	Наименование мероприятия	Объем капитальных вложений (с НДС), тыс. руб.	Год начала реализации мероприятий	Год окончания реализации мероприятий
2	Отказ от сетей ГВС, перевод 30 потребителей с наличием хозяйственно-бытового ГВС, запитанных от существующей котельной № 1 «Ровное» на двухтрубную схему теплоснабжения с оборудованием АИТП, дополнительным теплообменником приготовления горячей воды, перевод всех потребителей на температурный график 95/70 со срезкой на ГВС (аналогично температурному графику существующей котельной № 2 «КНИ»)	105 000	2028	2028
Мероприятия по модернизации (замене) тепловых сетей, отработавших сверх нормативного срока				
3	Капитальный ремонт (замена) изношенных тепловых сетей котельной № 1 «Ровное» (трубопроводы системы отопления: участки ТК-13 – ТК-14; ТК-1 – ул. Молодежная, 8; ТК-1 – ул. Молодежная, 6)	765	2027	2028
4	Капитальный ремонт (замена) изношенных тепловых сетей котельной № 2 «КНИ» (участки КТ-3 – КТ-4; КТ-4 – КТ-5; КТ-4 – ул. Приозерское шоссе, 11)	2657	2027	2028
Мероприятия по повышению надежности теплоснабжения потребителей и улучшению гидравлического режима тепловой сети (при строительстве новой котельной в 2026 г.)				
5	Реконструкция участка тепловой сети «насосная – точка Н1» с увеличением Ду (существующий Ду = 250 мм, рекомендуемый Ду = 300 мм)	10749	2028	2028
6	Реконструкция участка тепловой сети «точка Н1 – узел 1» с увеличением Ду (существующий Ду = 250 мм, рекомендуемый Ду = 300 мм)	4217	2028	2028
7	Реконструкция участка тепловой сети ТВ16а-1-ул. Гагарина, 5а (здание администрации) с увеличением диаметра (существующий Ду = 50 мм, рекомендуемый Ду = 70 мм)	531	2028	2028
8	Реконструкция участка тепловой сети ТК-9-Юбилейная, 10 с увеличением диаметра (существующий Ду = 60 мм, рекомендуемый Ду = 80 мм)	145	2028	2028
9	Реконструкция участка тепловой сети ТК-9а-Юбилейная, 11 с увеличением диаметра (существующий Ду = 60 мм, рекомендуемый Ду = 80 мм)	464	2028	2028
10	Реконструкция участка тепловой сети ТК-20-ул. Гагарина, 2 с увеличением диаметра (существующий Ду = 50 мм, рекомендуемый Ду = 60 мм)	98	2028	2028
11	Реконструкция участка тепловой сети Узел- ул. Гагарина, 1 с увеличением диаметра (существующий Ду = 50 мм, рекомендуемый Ду = 60 мм)	519	2028	2028
12	Строительство нового участка трубопровода, соединяющего тепловые сети двух существующих котельных № 1 и № 2 длиной 678 м (в двухтрубном исполнении) Ду 200 мм	14435	2028	2028
Всего по рекомендуемому варианту:		479150	-	-

5.5. Описание изменений в Мастер-плане развития систем теплоснабжения поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

На момент текущей актуализации Схемы теплоснабжения действуют: Программа развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на период 2026 – 2030 гг., Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Ленинградской области на 2024 – 2033 годы, утвержденная постановлением Правительства Ленинградской области 26.12.2025 № 1101 (с изменениями и дополнениями от 12.03.2026).

В соответствии с план-графиком газификации «Объекты газификации Ленинградской области согласно Программе развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на 2025 год» в 2028 году планируется ввод в эксплуатацию газопровода межпоселкового от г. Приозерск к п. Бурнево, г.п. Кузнечное с отводом на п. Сторожевое Приозерского района Ленинградской области. Начало и окончание строительно-монтажных работ по объекту запланировано на период 2026 – 2028 годы, период выполнения работ по газификации котельных запланирован на 2026 – 2027 годы.

В настоящей актуализированной редакции схемы теплоснабжения рассмотрены два варианта перспективного развития централизованной системы теплоснабжения поселения:

Первый вариант включает в себя следующие мероприятия:

- строительство одной новой блочно-модульной газовой котельной установленной мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) (при газификации городского поселения) с выводом из эксплуатации двух существующих котельных № 1 и № 2;
- отказ от сетей ГВС, перевод 30 потребителей с наличием хозяйственно-бытового ГВС, запитанных от существующей котельной № 1 «Ровное» на двухтрубную схему теплоснабжения с оборудованием АИТП, дополнительным теплообменником приготовления горячей воды, перевод всех потребителей на температурный график 95/70 со срезкой на ГВС (аналогично температурному графику существующей котельной № 2 «КНИ»);
- капитальный ремонт (замена) изношенных тепловых сетей котельных № 1, № 2;
- строительство нового участка трубопровода, соединяющего тепловые сети двух существующих котельных № 1 и № 2 длиной 678 м (в двухтрубном исполнении), D_y 200 мм (с учетом строительства новой тепловой камеры КТ-106);
- реконструкция участков трубопроводов тепловой сети для повышения надежности теплоснабжения потребителей и улучшения гидравлического режима тепловой сети:

- «Насосная – точка Н1», «точка Н1 – узел № 1» с увеличением диаметра (существующий $D_y = 250$ мм, рекомендуемый $D_y = 300$ мм);
- ТВ16а-1-ул. Гагарина, 5а (здание администрации) с увеличением диаметра (существующий $D_y = 50$ мм, рекомендуемый $D_y = 70$ мм);
- ТК-9-1-ул. Юбилейная, 10 с увеличением диаметра (существующий $D_y = 60$ мм, рекомендуемый $D_y = 80$ мм);
- ТК-9а-ул. Юбилейная, 11 с увеличением диаметра (существующий $D_y = 60$ мм, рекомендуемый $D_y = 80$ мм);
- ТК-20-ул. Гагарина, 2 с увеличением диаметра (существующий $D_y = 50$ мм, рекомендуемый $D_y = 60$ мм);
- «Узел зд. Гагарина, 1» с увеличением диаметра (существующий $D_y = 50$ мм, рекомендуемый $D_y = 60$ мм).

Второй вариант включает в себя следующие мероприятия:

– строительство двух новых блочно-модульных газовых котельных установленной мощностью 15,4 Гкал/ч (17,9 МВт) и 4,34 Гкал/ч (5,05 МВт) (при газификации поселения) с выводом из эксплуатации двух существующих котельных № 1 и № 2;

– капитальный ремонт (замена) изношенных тепловых сетей котельных № 1, № 2;

– реконструкция участков трубопроводов тепловой сети «Насосная – точка Н1», «точка Н1 – узел № 1» системы отопления котельной № 1 «Ровное» с высокой степенью износа для снижения тепловых потерь, повышения надежности и улучшения гидравлического режима с увеличением D_y ;

– строительство перемычки между тепловыми сетями существующих котельных № 1 «Ровное» и № 2 «КНИ» (от котельной № 1 до тепловых сетей от котельной № 2 «КНИ», строительство новой КТ-10б) длиной 678 м, D_y 200 мм для повышения надежности теплоснабжения.

Ввиду планируемой газификации поселения, степени износа вспомогательного оборудования котельных, зданий и коммуникаций существующих котельных № 1 и № 2, а также с учетом наличия в варианте № 1 мероприятия по оснащению потребителей АИТП к реализации принят первый вариант перспективного развития системы теплоснабжения поселения.

В таблице 5.1 п. 5.4 приведен перечень мероприятий в соответствии с выбранным вариантом развития системы теплоснабжения п.г.т. Кузнечное.

Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

6.1. Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии в случаях, установленных пунктом 6 части 2 статьи 4 и пунктом 2 части 2 статьи 5 Федерального закона «О теплоснабжении» (в ценовых зонах теплоснабжения – также расчётную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения)

Величина нормативных потерь теплоносителя с его нормируемой утечкой определяется в соответствии с «Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» (утв. приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 325).

Величина нормативных потерь теплоносителя с его нормируемой утечкой ($\text{м}^3/\text{год}$) определяется по формуле

$$G_{\text{ут. тн}} = a \cdot V_{\text{год.}} \cdot n_{\text{год.}} \cdot 10^{-2} \quad (6.1)$$

где a – норма среднегодовой утечки теплоносителя, установленная правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в пределах 0,25 % от среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей;

$V_{\text{год.}}$ – среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м^3 ;

$n_{\text{год.}}$ – продолжительность функционирования тепловых сетей в течение года, ч.

При отсутствии централизованного горячего водоснабжения в поселении продолжительность функционирования тепловых сетей может быть равна продолжительности отопительного периода (в соответствии с климатическими нормами – СП 131.13330.2025. Строительная климатология). При наличии сведений о фактической продолжительности отопительного периода за последние пять лет – принимается как усредненное значение на основании статистических данных.

При работе котельной круглогодично значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей (м^3) определяется по формуле

$$V_{\text{год.}} = \frac{(V_{\text{от.}} \cdot n_{\text{от.}} + V_{\text{л.}} \cdot n_{\text{л.}})}{(n_{\text{от.}} + n_{\text{л.}})} = \frac{(V_{\text{от.}} \cdot n_{\text{от.}} + V_{\text{л.}} \cdot n_{\text{л.}})}{n_{\text{год.}}} \quad (6.2)$$

где $V_{\text{от.}}$, $V_{\text{л.}}$ – емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, м^3 ;

$n_{от.}$, $n_{л.}$ – продолжительность функционирования тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, ч.

Значения нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях с утечкой теплоносителя (сетевой воды) приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 Значения нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях с нормативной утечкой теплоносителя (сетевой воды)

Источник тепловой энергии	Расход на утечки ТС, м ³ /год
<i>Котельная № 1 «Ровное»</i>	<i>3404,63 (0,6419 м³/год)</i>
- с нормативной утечкой теплоносителя в тепловых сетях отопления	2427,11 (0,4576 м ³ /ч)
- с нормативной утечкой теплоносителя в тепловых сетях ГВС	977,52 (0,1843 м ³ /ч)
<i>Котельная № 2 «КНИ»</i>	<i>630,64</i>
- с нормативной утечкой теплоносителя в тепловых сетях отопления	630,64 (0,1189 м ³ /ч)

6.2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения

По состоянию на 2025 год потребители с открытой системой теплоснабжения (горячего водоснабжения) в п.г.т. Кузнечное отсутствуют.

6.3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов

В котельной № 1 «Ровное» установлен бак-аккумулятор подпиточной (химочищенной) воды объемом 100 м³.

В котельной № 2 «КНИ» установлен бак-аккумулятор подпиточной воды объемом 95 м³.

Необходимость установки и требуемый объем баков-аккумуляторов в новой газовой блочно-модульной котельной (установка после окончания работ по газификации/догазификации поселения) будет определена проектом.

6.4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии

Сведения по фактическому расходу подпиточной воды (балансы теплоносителя) по котельным № 1, № 2 не предоставлены.

Нормативный (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии представлен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Нормативный (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии

Наименование	Единица измерения	Существующее положение
Котельная № 1 (мкр. Ровное)		
Нормативная подпитка	м³/ч	
- отопление		0,4576
- ГВС		0,1843
Аварийная подпитка	м³/ч	
- отопление		3,03
- ГВС		1,01
Котельная № 2 (мкр. КНИ)		
Нормативная подпитка	м³/ч	0,1189
Аварийная подпитка	м³/ч	0,83

6.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок котельных и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития систем теплоснабжения

Наименование источника/показателя	Объём тепловой сети, м³	Максимальный расход воды на подпитку тепловой сети, м³/ч	Расход сетевой воды, м³/сут
Существующее положение			
Котельная № 1 «Ровное»	189,524	0,6419	11,37
Котельная № 2 «КНИ»	45,3319	0,1189	2,72
2026 – 2028 гг.			
Котельная № 1 «Ровное»	-	вывод из эксплуатации	
Котельная № 2 «КНИ»	-	вывод из эксплуатации	
Новая газовая блочно-модульная котельная (БМК) (<u>уточняется на момент разработки ПСД</u>)	254,1689	0,6354	15,25

6.6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Перспективный баланс производительности водоподготовительной установки и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения представлен в таблице 6.2 п. 6.5 (требуется уточнения на момент разработки проектно-сметной документации по строительству новой газовой блочно-модульной котельной).

6.7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В настоящей актуализированной редакции схемы теплоснабжения определены нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях с утечкой теплоносителя, приведены существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок котельных и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения (представлен в таблице 6.2 п. 6.5).

Сведения по фактическому расходу подпиточной воды (балансы теплоносителя) по котельным № 1, № 2 не предоставлены.

Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

7.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

7.1.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения

Условия организации централизованного теплоснабжения определяются Федеральным законом от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ (в ред. от 08.08.2024 г.) «О теплоснабжении» (с изменениями и дополнениями, вступившими в силу с 01.03.2025 г.), Постановлением Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" (в ред. от 31.03.2025 г.) и Правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 30.11.2021 г. № 2115.

Согласно статье 14 ФЗ № 190 "О теплоснабжении" 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 и «Правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по теплоснабжению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения (утв. Постановлением Правительства РФ от 30.11.2021 г. № 2115).

Подключение (технологическое присоединение) осуществляется на основании договора, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации, в том числе для единой теплоснабжающей организации.

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.

Техническая возможность подключения существует при одновременном наличии резерва пропускной способности тепловых сетей, обеспечивающего передачу необходимого объема тепловой энергии, теплоносителя, и наличия резерва тепловой мощности источников тепловой энергии.

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.

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения устанавливается органом регулирования в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки и может быть дифференцирована в зависимости от параметров данного подключения (технологического присоединения), определенных основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения в случае отсутствия технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения для каждого потребителя, в том числе застройщика, устанавливается в индивидуальном порядке.

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, установленная в индивидуальном порядке, может включать в себя затраты на создание источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей или развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в случаях,

установленных основами ценообразования в сфере теплоснабжения и Правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации (в ред. Федерального закона от 30.12.2012 N 318-ФЗ).

В случае, если объект капитального строительства потребителя, в том числе застройщика, имеет наивысший класс энергетической эффективности, установленный в соответствии с законодательством об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения снижается в порядке и в размерах, которые установлены Правительством Российской Федерации, и соответствующие расходы теплоснабжающих организаций или теплосетевых организаций, финансирование которых не обеспечено за счет платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, подлежат возмещению за счет тарифов в сфере теплоснабжения (в ред. Федерального закона от 30.12.2012 N 318-ФЗ).

Потребитель, объекты которого ранее были подключены (технологически присоединены) к системе теплоснабжения в надлежащем порядке, вправе снижать тепловую нагрузку добровольно и при условии отсутствия технических ограничений уступать право на использование мощности иным потребителям, заинтересованным в подключении (технологическом присоединении), в порядке, установленном правилами Подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации (утв. Постановлением Правительства РФ от 30.11.2021 г. № 2115).

Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения (в ред. Федерального закона от 30.12.2012 N 318-ФЗ).

Подключение (технологическое присоединение) к системам теплоснабжения тепловых сетей и источников тепловой энергии осуществляется в сроки, определенные в соответствии со схемой теплоснабжения (в ред. Федерального закона от 30.12.2012 N 318-ФЗ).

Запрещается подключение (технологическое присоединение) к системам теплоснабжения тепловых сетей, на которые не предоставлена гарантия качества в отношении работ по строительству и примененных материалов на срок не менее чем десять лет (в ред. Федерального закона от 30.12.2012 г. N 318-ФЗ).

Подключение новых и реконструируемых потребителей к системам централизованного теплоснабжения осуществляется только по закрытым схемам.

При определении в поселении ЕТО, определяющей в границах своей деятельности техническую политику и соблюдение законов в части эффективного теплоснабжения, условия организации централизованного и децентрализованного теплоснабжения формируются указанной организацией с учетом действующей схемы и нормативов.

7.1.2 Определение условий организации индивидуального теплоснабжения

Существующие и планируемые к застройке потребители вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения.

Согласно п. 12.27 СП.42.133330.2016 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений» теплоснабжение поселений следует предусматривать в соответствии с утвержденной в установленном порядке схемой теплоснабжения с учетом экономически обоснованных мероприятий по энергосбережению при оптимальном сочетании централизованных и децентрализованных источников теплоснабжения. Энергогенерирующие сооружения и устройства, предназначенные для теплоснабжения промышленных предприятий, а также жилой и общественной застройки стоит размещать на территории производственных или коммунальных зон. Котельные, предназначенные для теплоснабжения промышленных предприятий, а также жилой и общественной застройки, следует размещать на территории производственных зон. В районах многоквартирной жилой застройки малой этажности, а также одно-двухквартирной жилой застройки с приусадебными (приквартирными) земельными участками теплоснабжение предусматривается от котельных на группу жилых и общественных зданий или от индивидуальных источников тепла при соблюдении технических регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, а также противопожарных требований.

В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ № 190 "О теплоснабжении" запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии при наличии осуществлённого в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

Системы отопления зданий, в том числе многоквартирных жилых домов с газовыми теплогенераторами допускается применять с учетом требований нормативных документов по пожарной безопасности и СП 402.1325800.2018 Здания жилые. Правила проектирования систем газопотребления (утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 5 декабря 2018 г. № 789/пр. с изменениями и дополнениями по состоянию на 2023 год).

Рекомендуется установка газовых теплогенераторов во встроенных, пристроенных или крышных котельных.

Применение газоиспользующего оборудования (инфракрасных газовых излучателей, теплогенераторов и др.) в системах теплоснабжения зданий различного назначения должно соответствовать требованиям СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы (актуализированная редакция СНиП 42-01-2002, утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 27 декабря 2010 г. № 780, введен в действие с 20 мая 2011 г., редакция с изменениями № 1 – № 4).

7.1.3 Определение условий поквартирного отопления

В соответствии с СП 282.1325800.2016 Свод правил. Поквартирные системы теплоснабжения на базе индивидуальных газовых теплогенераторов. Правила проектирования и устройства:

- **поквартирное теплоснабжение** – это обеспечение теплом систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения индивидуально каждой квартиры в многоэтажном многоквартирном жилом здании;
- **система поквартирного теплоснабжения** – система, предназначенная для индивидуального теплоснабжения систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения отдельной квартиры и состоящая из источника теплоты – теплогенератора, сетей газопотребления, трубопроводов горячего водоснабжения с водоразборной арматурой, трубопроводов отопления и отопительных приборов.

Следует применять автоматизированные теплогенераторы на газовом топливе с герметичными (закрытыми) камерами сгорания полной заводской готовности (по ГОСТ Р 54826-2011 Котлы газовые центрального отопления), оборудованные автоматикой регулирования и безопасности.

Теплопроизводительность теплогенераторов для поквартирных систем теплоснабжения жилых квартир определяется максимальной нагрузкой горячего водоснабжения. Для квартир большой площади, в которых расчетная тепловая нагрузка отопления равна или выше нагрузки горячего водоснабжения, производительность теплогенератора определяют расчетной нагрузкой отопления и средней нагрузкой теплопотребления для приготовления горячей воды. В зависимости от площади и количества проживающих в квартирах человек для обеспечения одновременной работы нескольких водоразборных приборов рекомендуется установка емкостного бака-аккумулятора для горячего водоснабжения.

Теплогенераторы должны отвечать следующим требованиям: КПД – не менее 92 %, температура теплоносителя – не более 90 °С; давление теплоносителя – до 0,60 МПа.

Газовые котлы производительностью до 50 кВт включительно следует устанавливать в кухнях, коридорах и нежилых помещениях квартир, кроме ванн и санитарных узлов. Газовые котлы производительностью более 50 кВт следует размещать в отдельном помещении квартиры, при этом общая

теплопроизводительность установленных в этом помещении газовых котлов не должна превышать 100 кВт.

В соответствии с примечанием 5 таблицы Б.1 СП60.13330.2020 Свод правил. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. СНиП 41-01-2003 системы поквартирного теплоснабжения с индивидуальными газовыми теплогенераторами мощностью до 100 кВт рекомендуется применять:

- для отдельно стоящих жилых домов с количеством этажей не более трех, предназначенных для проживания одной семьи (объекты индивидуального жилищного строительства);

- жилых домов с количеством этажей не более трех, состоящих из нескольких блоков (не более десяти), каждый из которых предназначен для проживания одной семьи, имеет общую стену (общие стены) без проемов с соседним блоком или соседними блоками;

- многоквартирных домов с количеством этажей не более трех, состоящих из одной или нескольких блок-секций (не более четырех), в каждой из которых находятся несколько квартир и помещения общего пользования, и каждая из которых имеет отдельный подъезд с выходом на территорию общего пользования.

Планируемые к строительству жилые дома могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления (при условии согласования с газоснабжающей организацией).

Системы отопления зданий, в том числе многоквартирных жилых домов с газовыми генераторами, допускается применять с учетом требований пожарной безопасности (Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности») и СП 402.1325800.2018 Свод правил. Здания жилые. Правила проектирования систем газопотребления.

7.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

На территории муниципального образования Кузнечинское городское поселение отсутствуют генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими

указаниями по разработке схем теплоснабжения

На территории муниципального образования Кузнечинское городское поселение отсутствуют генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

На сегодняшний день на территории муниципального образования Кузнечинское городское поселение не планируется строительство источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

Строительство новой газовой блочно-модульной котельной (БМК) с выводом из эксплуатации существующих котельных. На момент текущей актуализации Схемы теплоснабжения действуют: Программа развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на период 2026 – 2030 гг., Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Ленинградской области на 2024 – 2033 годы, утвержденная постановлением Правительства Ленинградской области 26.12.2025 № 1101 (с изменениями и дополнениями от 12.03.2026).

В соответствии с план-графиком газификации «Объекты газификации Ленинградской области согласно Программе развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на 2025 год» в 2028 году планируется ввод в эксплуатацию газопровода межпоселкового от г. Приозерск к п. Бурнево, г.п. Кузнечное с отводом на п. Сторожевое Приозерского района Ленинградской области. Начало и окончание строительно-монтажных работ по объекту запланировано на период 2026 – 2028 годы, период выполнения работ по газификации котельных запланирован на 2026 – 2027 годы.

Таким образом, ввиду планируемой газификации поселения и учитывая степень износа вспомогательного оборудования котельных, зданий и коммуникаций существующих котельных № 1 и № 2 целесообразным вариантом развития системы централизованного теплоснабжения поселения является строительство одной новой блочно-модульной газовой котельной установленной мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) (при газификации городского поселения) с выводом из эксплуатации двух существующих котельных № 1 и № 2 (ориентировочный ввод в эксплуатацию – 2028 год).

Блочно-модульная котельная (БМК) – конструкция котельной, выполненная как отдельный автономный и транспортабельный модуль с полным комплектом всего

необходимого оборудования (включая блок химводоподготовки). Установленная мощность монтируемых БМК может составлять до 30 МВт. Преимуществами эксплуатации являются: компактность установки; минимальный объем монтажных и пуско-наладочных работ; срок строительства – 2 – 3 месяца; большой срок эксплуатации котельной (более 20 лет); работа оборудования в автоматическом режиме.

В соответствии с Методикой расчета ОАО «Газпром» удельный расход условного топлива новой газовой блочно-модульной котельной ориентировочно составит 157,0 кг у. т./Гкал; собственные нужды котельной составят до 2,5 % от выработки тепловой энергии.

В соответствии с СП 89.13330.2016 «Котельные установки» расчетная тепловая мощность проектируемой котельной определяется как сумма максимальных часовых нагрузок тепловой энергии на отопление, средних часовых нагрузок тепловой энергии на горячее водоснабжение, собственные нужды котельной, потери в тепловых сетях системы теплоснабжения.

Тепловые нагрузки для расчета и выбора оборудования котельной определяется для обеспечения устойчивой работы при трех режимах:

- максимального – при температуре наружного воздуха в наиболее холодную пятидневку (минус 26 °С);
- среднего – при средней температуре наружного воздуха холодного месяца;
- минимального летнего – при минимальной нагрузке горячего водоснабжения.

В котельной следует предусматривать установку не менее двух котлов, при выходе из строя одного котлоагрегата независимо от категории котельной количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям, следует обеспечивать в размерах, указанных в СП124.13330.2012:

- при температуре наружного воздуха для проектирования системы отопления минус 20 °С – 84 %;
- при температуре наружного воздуха для проектирования системы отопления минус 30 °С – 87 %.

Также должна обеспечиваться стабильная работа оборудования при минимальной нагрузке горячего водоснабжения.

Общие затраты на строительство новой газовой блочно-модульной газовой котельной установленной тепловой мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) с учетом подключения к инженерным сетям составят 339 570 тыс. Ориентировочный объем капитальных затрат определяется на основании сведений о затратах на проектирование и строительство блочно-модульных котельных, размещенных на официальном сайте государственных закупок (принимается в соответствии с <https://zakupki.gov.ru/epz/order/notice/notice223/common-info.html?noticeInfoId=14246337>). Ориентировочный срок ввода новой газовой котельной в эксплуатацию – 2028 год.

Установленная мощность новой котельной должна быть уточнена на стадии разработки проекта (с учетом изменения планов перспективной застройки поселения и необходимости подключения потребителей к централизованной системе теплоснабжения).

Стоимость подключения нового источника тепловой энергии к сетям инженерно-технического обеспечения определяется после получения условий на подключение.

Стоимость капитальных вложений приведена ориентировочно, на момент актуализации схемы теплоснабжения, требует уточнения при следующей актуализации схемы теплоснабжения.

7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

На сегодняшний день на территории муниципального образования Кузнечинское городское поселение действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии нет.

7.6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

На сегодняшний день отсутствуют планы по переоборудованию действующих источников тепловой энергии в источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

7.7. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

На сегодняшний день на территории муниципального образования действует два источника тепловой энергии.

В связи с планируемыми мероприятиями увеличение зон теплоснабжения котельных путем включения зон действующих источников не предполагается.

7.8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

На сегодняшний день на территории муниципального образования

Кузнечнинское городское поселение действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии нет.

7.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

На сегодняшний день на территории муниципального образования Кузнечнинское городское поселение действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии нет.

7.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

При газификации поселения и строительстве новой блочно-модульной котельной в 2028 г. существующие котельные № 1 и № 2 выводятся из эксплуатации с передачей тепловой нагрузки на новый источник тепловой энергии.

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

Индивидуальное теплоснабжение индивидуальных жилых домов характеризуются низкой тепловой нагрузкой и может быть организовано от индивидуальных источников теплоснабжения. Подключение таких потребителей к централизованному теплоснабжению неоправданно ввиду значительных капитальных затрат на строительство тепловых сетей. Плотность индивидуальной и малоэтажной застройки мала, что приводит к необходимости строительства тепловых сетей малых диаметров, но большой протяженности.

В настоящее время на рынке представлено значительное количество источников индивидуального теплоснабжения, работающих на различных видах твердого топлива, также возможна установка электродкотлов.

Теплоснабжение перспективной индивидуальной застройки (сведения по планируемому объему не предоставлены) предусматривается от автономных источников тепла.

7.12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения

Обоснование перспективного баланса тепловой мощности источника тепловой энергии представлено в п. 4.1 главы 4.

7.13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

Предложения по вводу новых источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива не предусматриваются.

7.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения

Строительство новых промышленных предприятий на период до 2028 г. не планируется.

Реконструкция существующих производственных предприятий не планируется.

7.15. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

Расчёт радиуса эффективного теплоснабжения основывается на максимумах нагрузок и удалённости потребителей с максимальными нагрузками.

Федеральный закон № 190-ФЗ "О теплоснабжении" ввел понятие "радиус эффективного теплоснабжения" без указания конкретной методики расчета.

Согласно статье 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 (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Рассмотрим существующие эмпирические методы определения радиуса эффективного теплоснабжения.

Методика № 1, приведенная в статье В.Н. Папушкина, аналитическое выражение для определения эффективного (оптимального) радиуса передачи тепла было приведено в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938 г., в разделе «Технико-экономический расчет тепловых сетей» (автор методики Е.Я. Соколов). Согласно этой методике, радиус эффективного (оптимального) теплоснабжения рассчитывается по формуле

$$R_{эфф} = \frac{140}{s^{0,4}} \times \frac{1}{B^{0,1}} \times \frac{\Delta t}{C \Pi} \times \frac{Q^{0,15}}{\rho} \quad (7.1)$$

где $s = \frac{C}{M}$ – удельная стоимость характеристики тепловой сети, руб./м²;

C – стоимость тепловой сети и сооружений на ней, руб.;

M – материальная характеристика тепловой сети, m^2 ;

B – среднее число абонентов на 1 км^2 ;

Δt – расчётный перепад температур, $^{\circ}\text{C}$;

$\Pi = \frac{Q_s}{S}$ – теплоплотность района, $\text{Гкал}/(\text{ч} \cdot \text{км}^2)$;

S – площадь зоны действия источника тепловой энергии, км^2 ;

Q_s – тепловая нагрузка источника тепловой энергии, $\text{Гкал}/\text{ч}$;

N – среднее число абонентов;

j – поправочный коэффициент, принимаем $j = 1$.

Автором методики отмечается, что формула для определения эффективного радиуса теплоснабжения носит эмпирический характер.

Данный метод позволяет определить радиус действия источника тепловой энергии в метрах. Однако существенным недостатком данного метода является то, что используемые для расчета эмпирические соотношения построены на базе экономических представлений 1940-х гг. и используют для эмпирических соотношений действующие в то время ценовые индикаторы. В связи с этим использование данного способа не является корректным.

Методика № 2, представленная в Методических указаниях по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Минэнерго № 212 от 05.03.2019.

Для определения радиуса эффективного теплоснабжения должно быть рассчитано максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

В системе теплоснабжения стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям, должна рассчитываться как сумма следующих составляющих:

- стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде;
- удельной стоимости оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде.

Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения, должна вычисляться по формуле, $\text{руб.}/\text{Гкал}$

$$T_i^{\text{отэ}} = \frac{HBB_i^{\text{отэ}}}{Q_i}$$

(7.2)

где $HBB_i^{\text{отэ}}$ – необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

Q_i – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии в i -м расчетном периоде регулирования, тыс. Гкал.

Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения должна рассчитываться по формуле, руб./Гкал

$$T_i^{\text{пер}} = \frac{HBB_i^{\text{пер}}}{Q_i^c} \quad (7.3)$$

где $HBB_i^{\text{пер}}$ – необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

Q_i^c – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле, руб./Гкал

$$T_i^{\text{кп}} = T_i^{\text{отэ}} + T_i^{\text{пер}} = \frac{HBB_i^{\text{отэ}}}{Q_i} + \frac{HBB_i^{\text{пер}}}{Q_i^c} \quad (7.4)$$

При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле, руб./Гкал

$$T_i^{\text{кп, нп}} = \frac{HBB_i^{\text{отэ}} + \Delta HBB_i^{\text{отэ}}}{Q_i + \Delta Q_i^{\text{нп}}} + \frac{HBB_i^{\text{пер}} + \Delta HBB_i^{\text{пер}}}{Q_i^c + \Delta Q_i^{c, \text{нп}}} \quad (7.5)$$

где $\Delta HBB_i^{\text{отэ}}$ – дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -й расчетный период регулирования, которая должна определяться дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, тыс. руб.;

$\Delta Q_i^{\text{нп}}$ – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал;

$\Delta \text{НВВ}_i^{\text{пер}}$ – дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$\Delta Q_i^{\text{с,нп}}$ – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{\text{тот,вв}}$ больше чем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя $T_i^{\text{кв}}$, то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя должно считаться нецелесообразным. Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{\text{тот,вв}}$ меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя $T_i^{\text{тот,вв}}$, то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя – целесообразно.

Если при тепловой нагрузке заявителя $Q_{\text{сум}} < 0,1$ Гкал/ч, то дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, превышает полезный срок службы тепловой сети, определенный в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов (ОК 013-2014) (СНС 2008), то подключение

объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети ($ДСО_{тс}$, лет), необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям исполнителя определяется в соответствии с формулой

$$ДСО_{тс} = \sum_{t=1}^n \frac{ПДС_t}{\sum_{j=1}^n \frac{1}{(1+НД)^j}} \cdot K_{тс} \quad (7.6)$$

где $ДСО_{тс}$ – дисконтированный срок окупаемости инвестиций в строительство тепловой сети, лет;

$НД$ – норма доходности инвестированного капитала, устанавливается в соответствии с прогнозами Министерства экономического развития Российской Федерации;

$ПДС_0$ – приток денежных средств от операционной деятельности исполнителя по теплоснабжению объекта заявителя, подключенного к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя (без НДС), тыс. рублей;

$K_{тс}$ – величина капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения (без НДС);

n – период полезной службы тепловой сети, принимается в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов.

Капитальные затраты в строительство тепловой сети $K_{тс}$ (без НДС) (тыс. рублей) вычисляются по формуле

$$K_{тс,t} = \sum_{i=1}^N \left(l_i \cdot k_{Dy} \right)_i + \sum_{j=1}^M \left(l_j \cdot k_{Dy} \right)_j \cdot ИЦП_t - ПЗП_t \cdot (1 - НДС_t) \quad (7.7)$$

где l_i – протяженность i -го участка проектируемой тепловой сети от объекта заявителя до точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя с условным диаметром D_{yi} (мм), необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, км;

l_j – протяженность j -го участка реконструируемой тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя с условным диаметром D_{yj} (мм), необходимой для обеспечения пропускной способности тепловой сети исполнителя в точке присоединения к ней объекта заявителя, км;

K_{Dyi}, K_{Dyj} – нормативы цены строительства тепловой сети с условным диаметром D_{yi}, D_{yj} (мм), определяемые на основании укрупненных нормативов цены строительства (далее – НЦС) для объектов капитального строительства

непроизводственного назначения «Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-02-13-2024. Сборник № 13 Наружные тепловые сети», утвержденных приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации № 1011/пр. от 26 февраля 2024 г.

N – число участков проектируемой тепловой сети с различными условными диаметрами D_{yi} ;

M – число участков реконструируемой тепловой сети исполнителя с увеличением диаметра участков тепловой сети с различными условными диаметрами D_{yj} (мм) для обеспечения пропускной способности, выявленными в результате гидравлических расчетов;

$ИЦП_t$ – прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в t -м расчетном периоде;

$ПЗП_t$ – плата за подключение объекта заявителя с тепловой нагрузкой $Q_{\text{сумм}}^{\text{макс.ч.}} < 0,1$ Гкал/ч к тепловым сетям системы теплоснабжения (при наличии приказа о плате за подключение).

$НДС_t$ – ставка налога на добавленную стоимость в t -ом расчетном периоде;

Прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в t -ом расчетном периоде ($ИЦП_t$) определяется по формуле

$$ИЦП_t = (1 + ИЦП_{6+1}^n) \cdot (1 + ИЦП_{6+2}^n) \cdot K \cdot (1 + ИЦП_t^n), \quad (7.8)$$

где $ИЦП_{6+1}^n$, $ИЦП_{6+2}^n$, $ИЦП_t^n$ – индексы цен производителей промышленной продукции (в среднем за год к предыдущему году) в (2024+1)-й, (2024+2)-й, t -й расчетные периоды, указанные на соответствующие годы в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на t -ый расчетный период регулирования, одобренном Правительством Российской Федерации (базовый вариант).

Приток денежных средств от операционной деятельности, полученный исполнителем в период времени t за счет продажи тепловой энергии заявителю на цели теплоснабжения, присоединённому к тепловой сети исполнителя (тыс. рублей/год) определяется по формуле

$$ПДС_t = B_t - З_t \quad (7.9)$$

где B_t – выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя, тепловой энергии за период t , тыс. рублей в год;

Z_t – затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя для теплоснабжения объекта заявителя за период t , тыс. рублей в год.

Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя (тыс. рублей в год), рассчитывается по формуле

$$B_t = Q_3^{\text{пл}} \cdot C_{\text{тэ},t} \cdot \text{ИСПГ}_t = Q_{\text{сумм}}^{\text{м.ч}} \cdot \text{ЧЧМ}_{\text{ср.}} \cdot C_{\text{тэ},t} \cdot \text{ИСПГ}_t \cdot 10^{-3}, \quad (7.10)$$

где $Q_3^{\text{пл}}$ – прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год

$Q_{\text{сумм}}^{\text{м.ч}}$ – максимальная часовая тепловая нагрузка заявителя, Гкал/ч;

$\text{ЧЧМ}_{\text{ср.}}$ – средневзвешенное по видам тепловой нагрузки число часов максимума тепловой нагрузки, час/год;

$C_{\text{тэ},t}$ – цена на тепловую энергию для теплоснабжения заявителя в t -м расчетном периоде;

ИСПГ_t – индекс совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, указать документ

Затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя (тыс. рублей в год), рассчитывается по формуле

$$Z_t = (Z_{\text{т}} + Z_{\text{пер}})_t \quad (7.11)$$

где $Z_{\text{т},t}$ – затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем на отпуск тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, в t -ом расчетном периоде, тыс. руб./год;

$Z_{\text{пер},t}$ – затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя, необходимой для теплоснабжения объекта заявителя в t -ом расчетном периоде, тыс. руб./год.

Затраты исполнителя, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем для отпуска тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя (тыс. рублей в год), рассчитывается по формуле

$$Z_{\text{т},t} = Q_3^{\text{пл}} \times b_{\text{ф},t} \times C_{\text{тэ},t} \times (1 + I_t^{\text{п}}) \times 10^{-3} \quad (7.12)$$

где $Q_3^{\text{пл}}$ – прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год;

$b_{ф,t}$ – удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника фактически сложившийся в системе теплоснабжения исполнителя в t -том расчетном периоде, кг у. т./Гкал;

$\zeta_{т,t}$ – цена топлива, фактически сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя в t -том расчетном периоде в соответствии с требованиями к раскрытию информации, руб./т у.т.;

$I_t^п$ – прогнозный рост цены на k -ый вид топлива в t -ом расчетном периоде, определенный в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на t -ом расчетном периоде, одобренном Правительством Российской Федерации (базовый вариант).

Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в системе теплоснабжения заявителя до объекта исполнителя по существующим и вновь построенным тепловым сетям (тыс. рублей в год) определяются аналоговым методом, исходя из фактического уровня затрат в данной системе теплоснабжения в перерасчете на единицу материальной характеристики тепловой сети в соответствии с формулой

$$З_{пер,t} = \gamma_{ст} \cdot M_{нтс} = \gamma_{ст} \cdot \sum_{i=1}^{i=N} \dot{a} (l' Dy)_i \quad (7.13)$$

где $\gamma_{ст}$ – удельная стоимость передачи тепловой энергии, сложившаяся в системе теплоснабжения исполнителя, к тепловым сетям которой присоединяются объект заявителя, руб./м²;

$M_{нтс}$ – материальная характеристика вновь построенной тепловой сети для подключения объекта заявителя, м².

Таким образом, расчет радиуса эффективного теплоснабжения данным способом позволяет определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемой для зоны действия каждого источника тепловой энергии.

Подключение новых потребителей к системе централизованного теплоснабжения поселения на период до 2028 года не планируется, в связи с чем расчет по данной методике не производился.

Методика № 3, основанная на результатах электронного моделирования в программном комплексе Zulu Thermo 10.0.

С помощью гидравлической модели проводится анализ показателей температуры внутреннего воздуха у потребителей, и температуры сетевой воды в подающем трубопроводе, анализ гидравлического расчета. По результатам анализа

показателей наиболее удаленного потребителя можно сделать вывод о эффективном радиусе теплоснабжения.

В результате анализа гидравлической модели системы теплоснабжения поселения можно сделать вывод о том, что все потребители надежно и качественно обеспечиваются тепловой энергией, т.е. находятся в радиусе эффективного теплоснабжения.

7.16 Описание мероприятий на источниках тепловой энергии, необходимость реализации которых рассматривается на этапе разработки проектной документации по строительству источников тепловой энергии в целях обеспечения живучести источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом

Ввиду строительства новой газовой котельной с выводом из эксплуатации существующих котельных (ориентировочный срок ввода в эксплуатацию – 2028 год) мероприятия на источниках тепловой энергии для обеспечения их живучести на этапе разработки проектной документации по строительству новых источников тепловой энергии не требуются.

7.17. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии

Ввиду того, что в 2028 году планируется завершение работ по газификации п.г.т. Кузнечное (в соответствии с план-графиком газификации «Объекты газификации Ленинградской области согласно Программе развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на 2025 год») и в связи с высоким процентом износа вспомогательного оборудования, зданий и коммуникаций существующих котельных № 1 и № 2 в рамках настоящей актуализации рассмотрено строительство новой газовой блочно-модульной котельной установленной мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) (с ориентировочным сроком ввода в эксплуатацию – 2028 год).

Глава 7 дополнена пунктом 7.16 в соответствии с изменениями и дополнениями, внесенными в постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154.

Глава 8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей

Централизованное теплоснабжение в МО Кузнечнинское ГП осуществляется от двух котельных, расположенных в мкр. Ровное и мкр. КНИ. В населенном пункте п. Боровое теплоснабжение децентрализованное – от автономных источников, находящихся в личной собственности граждан, электрическое и печное отопление.

Тепловые сети системы отопления от котельной № 1 «Ровное», тепловые сети ГВС от котельной № 1 «Ровное», тепловые сети от котельной № 2 «КНИ» эксплуатировались ООО «Энерго-Ресурс» по договору аренды № 1 от 08.10.2024 г. с МП «ТеплоГарант» Кузнечнинского ГП.

Постановлением Администрации Кузнечнинского городского поселения от 2 марта 2026 года № 68 (приведено в Приложении 1 ОМ) ООО «Энерго-Ресурс» присвоен статус единой теплоснабжающей организации, осуществляющей теплоснабжение на территории Кузнечнинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области. Зоной деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Энерго-Ресурс» является территория Кузнечнинского городского поселения, на которой располагаются централизованные системы теплоснабжения.

Тепловые сети централизованной системы теплоснабжения от котельной № 1 «Ровное» выполнены по 4-х трубной схеме, имеют радиальную структуру и охватывают микрорайон Ровное. Прокладка трубопроводов выполнена надземным и подземным способом (канальная и бесканальная). Суммарная протяженность эксплуатируемых тепловых сетей от котельной № 1 «Ровное» составляет 14424,3 м (в однострубно́м исчислении), из них трубопроводы системы отопления – 7765,8 м, трубопроводы системы ГВС – 6658,5 м. ГВС потребителей осуществляется по сетям горячего водоснабжения, тип системы – закрытая.

От котельной № 1 «Ровное» выходит магистральный трубопровод сетевой воды диаметром 2Du 250, который в центральной части города разделяется на две магистрали вдоль улицы Юбилейной и магистральный трубопровод ГВС Du 150/100.

Модернизация трубопроводов тепловой сети осуществлялась в 2018 г., 2019 г., 2020 г., 2023 г. с применением труб (стальных труб и труб из сшитого полиэтилена РЕХ-а) в заводской изоляции из пенополиуретана (ППУ) и трубопроводов с тепловой изоляцией «Энергофлекс». Компенсация тепловых удлинений осуществляется за счет П-образного компенсатора и самокомпенсации. Эксплуатационные характеристики тепловой сети позволяют обеспечить потребность потребителей в полном объеме.

Тепловые сети централизованной системы теплоснабжения от котельной № 2 «КНИ» выполнены по 2-х трубной схеме. Прокладка трубопроводов выполнена подземным способом (канальная и бесканально). Суммарная протяженность

эксплуатируемых тепловых сетей от котельной № 2 составляет 5284,0 м в однострубно́м исчислении (2642,0 м – в двухтрубно́м исчислении). Система ГВС – закрытая, через теплообменники, установленные в жилых домах. От котельной № 2 «КНИ» выходит магистральный трубопровод сетевой воды диаметром 2Д_у 200, который в центральной части города разделяется на две магистрали вдоль Приозерского шоссе.

Модернизация трубопроводов тепловой сети осуществлялась в 2017 г., 2020 г. с применением труб (стальных труб и труб из сшитого полиэтилена РЕХ-а) в заводской изоляции из пенополиуретана (ППУ) и трубопроводов с тепловой изоляцией «Энергофлекс». Компенсация тепловых удлинений осуществляется за счет самокомпенсации. Эксплуатационные характеристики тепловой сети позволяют обеспечить потребность потребителей в полном объеме.

8.1. Предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности, не предусматриваются.

8.2. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения

Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную, производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения отсутствуют ввиду отсутствия планируемых приростов тепловых нагрузок до 2028 г.

8.3. Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

На сегодняшний день на территории п.г.т. Кузнечное действует два источника тепловой энергии: котельная № 1 «Ровное» и котельная № 2 «КНИ».

Схемой теплоснабжения предполагается строительство одной новой блочно-модульной газовой котельной установленной мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) (при газификации городского поселения) с выводом из эксплуатации двух существующих котельных № 1 и № 2 и строительство трубопровода, соединяющего между собой тепловые сети существующих котельных № 1 «Ровное» и № 2 «КНИ» длиной 678 м (в двухтрубно́м исчислении) D_у 200 мм и новой тепловой камеры КТ-10б (на участке

тепловой сети КТ-10а – КТ-10 мкр. КНИ). Мероприятия по строительству тепловых сетей представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Перечень мероприятий по строительству тепловых сетей

№ п/п	Наименование участка трассы	Условный диаметр, мм	Протяженность (в однострубно́м исчислении), м	Ориентировочная стоимость (в текущих ценах), тыс. руб.	Год проведения мероприятий
1	От новой котельной до КТ-10б мкр. «КНИ»	200	1356	14 435*	2028
* Ориентировочная стоимость включает затраты на строительство новой тепловой камеры.					

8.4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

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

8.5. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Схемой теплоснабжения предполагается строительство одной новой блочно-модульной газовой котельной установленной мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) (при газификации городского поселения) с выводом из эксплуатации двух существующих котельных № 1 и № 2 и строительство трубопровода, соединяющего между собой тепловые сети существующих котельных № 1 «Ровное» и № 2 «КНИ» длиной 650 м, D_y 200 мм.

Для повышения надежности и улучшения гидравлического режима рекомендуется выполнить реконструкцию трубопроводов системы отопления (Т1/Т2) на участках:

- мкр. «Ровное» на участке «Насосная – Точка Н1 – Узел № 1» длиной 824 м (в однострубно́м исчислении) с увеличением диаметра с D_y 250 на D_y 300;
- мкр. «Ровное» на участке «ТВ-16а-1 – ул. Гагарина, 5а» длиной 130 м (в однострубно́м исчислении) с увеличением диаметра с D_y 50 на D_y 70;
- мкр. «Ровное» на участке «ТК-9-1 – ул. Юбилейная, 10» длиной 32 м (в однострубно́м исчислении) с увеличением диаметра с D_y 60 на D_y 80;
- мкр. «Ровное» на участке «ТК-9а – ул. Юбилейная, 11» длиной 102 м (в однострубно́м исчислении) с увеличением диаметра с D_y 60 на D_y 80;
- мкр. «Ровное» на участке «ТК-20 – ул. Гагарина, 2» длиной 28 м (в однострубно́м исчислении) с увеличением диаметра с D_y 50 на D_y 60;

– мкр. «Ровное» на участке «Узел зд. Гагарина, 1» длиной 148 м (в однострубно́м исчислении) с увеличением диаметра с D_y 50 на D_y 60.

Мероприятия по строительству тепловых сетей представлены в таблице 8.2.

Необходимые показатели надежности также обеспечиваются за счет перекладки (капитального ремонта) трубопроводов в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса последних.

Таблица 8.2 – Перечень мероприятий по строительству тепловых сетей

№ п/п	Наименование участка трассы	Условный диаметр, мм	Протяженность (в однострубно́м исчислении), м	Ориентировочная стоимость (в текущих ценах), тыс. руб.	Год проведения мероприятий
Трубопроводы системы отопления Т1/Т2					
1	Насосная-точка Н1	300	604	10749	2028
2	Точка Н1-узел 1	300	243	4217	2028
3	ТВ-16а-1-ул. Гагарина, 5а (администрация)	70	130	531	2028
4	ТК-9 – ул. Юбилейная, 10	80	32	145	2028
5	ТК-9а – ул. Юбилейная, 11	80	102	464	2028
6	ТВ-20-ул. Гагарина, 2	60	28	98	2028
7	Узел ул. Гагарина, 1	60	148	519	2028
Итого:			1287	16723	-

8.6. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Предложения по реконструкции и модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки отсутствуют ввиду отсутствия планируемых приростов тепловых нагрузок до 2028 г.

8.7. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Для повышения надежности системы централизованного теплоснабжения п.г.т. Кузнечное необходимо выполнить замену (капитальный ремонт) отдельных участков тепловых сетей, имеющих длительный срок эксплуатации (более 30 лет).

Схемой теплоснабжения предусматривается реконструкция участков тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, перечень участков представлен в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Перечень участков тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

№ п/п	Наименование участка трассы	Дата ввода в эксплуатацию	Наружный диаметр, мм	Протяженность (в однострубно́м исчислении), м	Тип прокладки	Ориентировочная стоимость (в текущих ценах), тыс. руб.	Год проведения мероприятий
Котельная № 1 «Ровное»							
Трубопроводы системы отопления Т1/Т2							
1	ТК-1 – ул. Молодежная, 8	1983	57	12	подземная канальная	48	2027 - 2028
2	ТК-1 – ул. Молодежная, 6	1993	57	72	подземная канальная	341	2027 - 2028
3	ТК-13 - ТК-14	1994	108	36	подземная канальная	376	2027 - 2028
Всего:		-	-	120	-	765	-
Котельная № 2 «КНИ»							
1	КТ-3 – КТ-4	1989/2016	219	104	подземная канальная	1352	2027 - 2028
2	КТ-4 – КТ-5	1989/2016	159	76	подземная канальная	842	2027 - 2028
3	КТ-4 – Приозерское шоссе, 11	1987	89	96	подземная канальная	463	2027 - 2028
Всего:		-	-	276	-	2657	-

8.8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций

Анализ рельефа местности поселения показал, что рабочие параметры сетевых насосов, установленных в котельных, позволяют поддерживать требуемый располагаемый напор у потребителей. Таким образом, строительство новых насосных станций на территории п.г.т. Кузнечное не требуется.

8.9 Мероприятия на тепловых сетях, необходимость реализации которых рассматривается на этапе разработки проектной документации по строительству тепловых сетей, в том числе при присоединении перспективных потребителей, в целях обеспечения живучести источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом

Реализация дополнительных мероприятий на тепловых сетях, помимо выполняемых в рамках текущей эксплуатации тепловых сетей в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. приказом

Министерства энергетики РФ от 14 мая 2025 г. № 511), на этапе разработки проектной документации по строительству (реконструкции и (или) модернизации) тепловых сетей, в целях обеспечения живучести источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом не требуется.

8.10. Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них

Глава 8 дополнена пунктом 8.9 в соответствии с изменениями и дополнениями, внесенными в постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154.

В 2023 году была выполнена замена участков тепловых сетей отопления и ГВС от Котельной № 1 «Ровное» до «Узел № 1».

Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

9.1. Технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения

В соответствии с требованием Федерального Закона № 190-ФЗ от 27 июля 2010 г «О теплоснабжении» (внесены Федеральным законом № 417-ФЗ от 7 декабря 2011 г.), с 1 января 2013 г. подключение вновь вводимых объектов капитального строительства к системам ГВС должно осуществляться только по закрытой схеме.

В централизованной системе теплоснабжения городского округа по состоянию на 2025 г. используется закрытая система горячего водоснабжения.

9.2. Обоснование и пересмотр графика температур теплоносителя и его расхода в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения)

В централизованных системах теплоснабжения (ЦСТ), как правило, применяется многоступенчатое регулирование отпуска теплоты:

- в зависимости от места осуществления регулирования может выполняться непосредственно у нагревательных приборов – индивидуальное;
- в индивидуальном тепловом пункте (ИТП) – местное;
- регулирование отопления группы отапливаемых зданий в центральном (групповом) тепловом пункте (ЦТП) – групповое;
- на источнике теплоснабжения (на котельной) – центральное.

Существуют три способа центрального регулирования отпуска тепловой энергии: качественный, заключающийся в регулировании отпуска теплоты за счет изменения температуры теплоносителя при сохранении постоянным его расхода; количественный, заключающийся в регулировании отпуска теплоты путем изменения расхода теплоносителя при постоянной температуре, и качественно-количественный, заключающийся в регулировании отпуска теплоты посредством одновременного изменения расхода и температуры теплоносителя.

Применяемый в настоящее время в системе теплоснабжения поселения качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии обеспечивает стабильность гидравлического режима тепловой сети и возможность подключения абонентов по наиболее простой схеме.

К преимуществам количественно-качественного регулирования отпуска тепловой энергии следует отнести:

- понижение температуры обратной сетевой воды и, как следствие, увеличение выработки тепловой энергии;
- возможность применения недорогих методов обработки подпиточной воды;
- экономию электроэнергии на перекачку сетевой воды за счет отсутствия отбора из контура тепловой сети;
- улучшение показателей по режиму работы систем отопления;
- снижение затрат на химводоподготовку источника тепловой энергии.

Для более эффективного использования данного способа регулирования отпуска тепловой энергии необходима полная автоматизация теплоснабжения.

9.3. Предложения по реконструкции тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), на отдельных участках таких систем, обеспечивающих передачу тепловой энергии потребителям

Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения не предусматриваются.

9.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

В связи с отсутствием мероприятий по переводу открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую систему горячего водоснабжения инвестиции не требуются.

9.5. Оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

Показатели эффективности и качества теплоснабжения определены в соответствии с Постановлением правительства РФ от 16.05.2014 № 452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Ввиду отсутствия мероприятий оценка экономической эффективности не требуется.

9.6. Расчет ценовых (тарифных) последствий для потребителей в случае реализации мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

В связи с отсутствием мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения расчет ценовых (тарифных) последствий не требуются.

9.7. Описание актуальных изменений в предложениях по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию переоборудованных центральных и индивидуальных тепловых пунктов

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения в индивидуальных тепловых пунктах жилых домов (ул. Приозерское шоссе, 4; ул. Приозерское шоссе, 6; ул. Юбилейная, д. 12) установлены коммерческие узлы учета расхода тепла на отопление.

Глава 10. Перспективные топливные балансы

Перспективные топливные балансы разрабатываются в соответствии с пунктами 23, 70 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки должны быть решены следующие задачи:

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

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

Перспективный годовой расход основного вида топлива для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории п. г. т. Кузнечное приведен в таблице 10.1.

Таблица 10.1 Перспективный годовой расход топлива для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории п.г.т. Кузнечное

№ п/п	Наименование	Топливо	Перспективные топливные балансы, т у. т. (УРУТ)		
			2024	2025	2026 – 2028
1	Котельная № 1 «Ровное»	мазут	3528,569 ¹⁾	5303,5 ²⁾	вывод из эксплуатации
2	Котельная № 2 «КНИ»	мазут	1590,439 ¹⁾	1568,7 ²⁾	вывод из эксплуатации
3	Новая газовая блочно-модульная котельная	природный газ	-	-	4973 ³⁾ УРУТ = 157,0 кг у.т./Гкал

¹⁾ Данные по фактическому расходу топлива в 2024 г. предоставлены МП «ТеплоРесурс», МП «ТеплоГарант».

²⁾ Определено на основании расчетных величин тепловых нагрузок и тепловых потерь при нормативном расходе;

³⁾ Рассчитано в соответствии с СТО Газпром РД 1.19-126-2004. Методика расчета удельных норм расхода газа на выработку тепловой энергии и расчета потерь в системах теплоснабжения (котельные и тепловые сети). Стандарт ОАО «Газпром» (УРУТ = 157 кг у. т./Гкал). Требуется уточнения при разработке проекта.

10.2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива

В соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 10.08.2012 № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» (с изменениями на 22 августа 2013 г.) норматив запасов топлива на котельных является общим нормативным запасом основного и резервного видов топлива (далее – ОНЗТ) и определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива (далее – ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее – НЭЗТ).

ННЗТ создается на электростанциях и котельных для поддержания плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

ННЗТ на котельных определяется с учетом необходимости обеспечения ее работы в условиях непредвиденных обстоятельств при невозможности использования или истощения НЭЗТ.

ННЗТ на отопительных котельных создается в целях обеспечения их работы в условиях непредвиденных обстоятельств (перерывы в поступлении топлива; резкое снижение температуры наружного воздуха и т.п.) при невозможности использования или истощении нормативного эксплуатационного запаса топлива.

ННЗТ определяется в соответствии с Порядком определения нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) (утв. приказом Министерства энергетики РФ от 10 августа 2012 г. № 377) по формуле

$$\text{ННЗТ} = Q_{\max} \cdot H_{\text{ср.т.}} \cdot \frac{1}{K} \cdot T \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. т}$$

где Q_{\max} – среднее значение выработки тепловой энергии в самом холодном месяце, Гкал/сутки;

$H_{\text{ср.т.}}$ – расчетный норматив удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии, т у.т./Гкал;

K – переводной коэффициент из натурального топлива в условное;

T – длительность периода, на который формируется объем неснижаемого запаса топлива, суток.

В соответствии с «Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» (утв. приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 10.08.2012 № 377) объем запаса основного/резервного топлива для котельной, работающей на твердых видах топлива, должен составлять не менее 7-ного суточного расхода при доставке автотранспортом, 14-ти суточного расхода при доставке железнодорожным транспортом.

НЭЗТ необходим для надежной и стабильной работы котельных и обеспечивает плановую выработку тепловой энергии в случае введения ограничений поставок основного вида топлива.

Расчет НЭЗТ производится ежегодно для каждой котельной, сжигающей или имеющей в качестве резервного твердое или жидкое топливо (уголь, мазут, торф, дизельное топливо). Расчеты производятся на 1 октября планируемого года.

Для расчета размера НЭЗТ принимается плановый среднесуточный расход топлива трех наиболее холодных месяцев отопительного периода и количество суток: по твердому топливу – 45 суток; по жидкому топливу – 30 суток.

Основным топливом на перспективу при строительстве новой блочно-модульной котельной в п.г.т. Кузнечное будет природный газ (при необходимости может быть предусмотрен резервный вид топлива).

Перспективный топливный баланс источника тепловой энергии п.г.т. Кузнечное для обеспечения нормативного функционирования приведен в таблице 10.2.

Таблица 10.2 Перспективный топливный баланс источника тепловой энергии п.г.т. Кузнечное по видам основного, резервного и аварийного топлива

Наименование	Топливо	Перспективный топливный баланс, т у. т.			
		Годовой расход	ОНЗТ	ННЗТ (5 суток)	НЭЗТ (30 суток)
Новая газовая блочно-модульная котельная 19,8 Гкал/ч (23 МВт)	Природный газ	4973*	определить проектом	определить проектом	определить проектом

* Рассчитано в соответствии с СТО Газпром РД 1.19-126-2004. Методика расчета удельных норм расхода газа на выработку тепловой энергии и расчета потерь в системах теплоснабжения (котельные и тепловые сети). Стандарт ОАО «Газпром» (УРУТ = 157 кг у. т./Гкал). Требуется уточнения при разработке проекта.

10.3. Вид топлива, потребляемый источниками тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Централизованное теплоснабжение на территории муниципального образования Кузнечинское городское поселение осуществляется от двух котельных:

– котельная «Ровное», работающая на мазуте (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»);

– котельная «КНИ», работающая на мазуте (п.г.т. Кузнечное).

В соответствии с изменениями, внесенными в Постановление правительства РФ № 154 от 22.02.2012 г. (в ред. постановления Правительства РФ от 23.03.2016 г. № 229 «О внесении изменений в требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения») **местные виды топлива** – топливные ресурсы, использование которых потенциально возможно в районах (территориях) их образования, производства, добычи (торф и продукты его переработки, попутный газ, отходы деревообработки, отходы сельскохозяйственной деятельности, отходы производства и потребления, в том числе твердые коммунальные отходы, и иные виды топливных ресурсов), экономическая эффективность потребления которых ограничена районами (территориями) их происхождения.

При установке блочно-модульной газовой котельной (ориентировочный срок ввода в эксплуатацию – 2028 год) с выводом из эксплуатации существующих котельных преобладающим видом топлива в поселении будет природный газ.

Использование местных и возобновляемых источников энергии не предусматривается.

10.4. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь – вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 «Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам»), их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемого для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

В настоящее время топливо, используемое на котельных п.г.т. Кузнечное – мазут топливный марки 100, резервное топливо отсутствует.

Основные характеристики используемого топочного мазута:

- зольность, %, не более – 0,0354
- массовая доля механических примесей, %, не более – 0,0094;
- массовая доля серы, %, не более – 2,15;
- температура вспышки, °С, не ниже (в открытом тигле) – 199;
- температура застывания, °С, не выше – 199;
- теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо, кДж/кг, не менее – 41032;
- плотность при 20 °С – 959,1 кг/м³.

В соответствии с заключением мазут топочный соответствует требованиям ГОСТ 10585-2013 и требованиям технического регламента таможенного союза «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому

топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту».

10.5. Преобладающий в поселении вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении

В настоящее время топливо, используемое на котельных п.г.т. Кузнечное, – мазут.

На момент текущей актуализации Схемы теплоснабжения действуют: Программа развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на период 2026 – 2030 гг., Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Ленинградской области на 2024 – 2033 годы, утвержденная постановлением Правительства Ленинградской области 26.12.2025 № 1101 (с изменениями и дополнениями от 12.03.2026).

В соответствии с план-графиком газификации «Объекты газификации Ленинградской области согласно Программе развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на 2025 год» в 2028 году планируется ввод в эксплуатацию газопровода межпоселкового от г. Приозерск к п. Бурнево, г.п. Кузнечное с отводом на п. Сторожевое Приозерского района Ленинградской области. Начало и окончание строительно-монтажных работ по объекту запланировано на период 2026 – 2028 годы, период выполнения работ по газификации котельных запланирован на 2026 – 2027 годы.

При установке блочно-модульной газовой котельной (ориентировочный срок ввода в эксплуатацию – 2028 год) с выводом из эксплуатации существующих котельных преобладающим видом топлива в поселении будет природный газ.

10.6. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения

На момент текущей актуализации Схемы теплоснабжения действуют: Программа развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на период 2026 – 2030 гг., Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Ленинградской области на 2024 – 2033 годы, утвержденная постановлением Правительства Ленинградской области 26.12.2025 № 1101 (с изменениями и дополнениями от 12.03.2026).

В соответствии с план-графиком газификации «Объекты газификации Ленинградской области согласно Программе развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на 2025 год» в 2028 году планируется ввод в эксплуатацию газопровода межпоселкового от г. Приозерск к п. Бурнево, г.п. Кузнечное с отводом на п. Сторожевое Приозерского района Ленинградской области. Начало и окончание строительно-монтажных работ по объекту запланировано на период 2026 – 2028 годы, период выполнения работ по газификации котельных запланирован на 2026 – 2027 годы.

При установке блочно-модульной газовой котельной (ориентировочный срок ввода в эксплуатацию – 2026 год) с выводом из эксплуатации существующих котельных преобладающим видом топлива в поселении будет природный газ.

10.7. Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии

На момент текущей актуализации Схемы теплоснабжения действуют: Программа развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на период 2026 – 2030 гг., Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Ленинградской области на 2024 – 2033 годы, утвержденная постановлением Правительства Ленинградской области 26.12.2025 № 1101 (с изменениями и дополнениями от 12.03.2026).

В соответствии с план-графиком газификации «Объекты газификации Ленинградской области согласно Программе развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на 2025 год» в 2028 году планируется ввод в эксплуатацию газопровода межпоселкового от г. Приозерск к п. Бурнево, г.п. Кузнечное с отводом на п. Сторожевое Приозерского района Ленинградской области. Начало и окончание строительно-монтажных работ по объекту запланировано на период 2026 – 2028 годы, период выполнения работ по газификации котельных запланирован на 2026 – 2027 годы.

При установке блочно-модульной газовой котельной (ориентировочный срок ввода в эксплуатацию – 2026 год) с выводом из эксплуатации существующих котельных преобладающим видом топлива в поселении будет природный газ.

Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения

В соответствии с СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 способность проектируемых и действующих источников тепла, тепловых систем и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, горячего водоснабжения) следует определять по трем показателям (критериям): вероятности безотказной работы (P), коэффициенту готовности (K_r), живучести (J).

11.1. Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения

Методика обработки данных приведена в пункте 1.9 Главы 1.

Результаты по отказам и частота отказов участков тепловых сетей определены расчетом надежности в ПРК ZuluThermo 10.0 и представлены в электронной модели систем теплоснабжения, являющейся неотъемлемой частью настоящей схемы.

11.2. Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения

В соответствии с МДС 41-6.2000 Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации (утверждены приказом Госстроя РФ от 06.09.2000 № 203) надежность системы коммунального теплоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергии и теплоносителями в течение заданного периода, недопущение опасных для людей и окружающей среды ситуаций. Надежность системы коммунального теплоснабжения является комплексным свойством и может включать отдельно или в сочетании ряд свойств, основными из которых являются:

- безотказность – свойство системы теплоснабжения сохранять работоспособность непрерывно в течение заданного времени или заданной наработки;
- долговечность – свойство оборудования и тепловых сетей сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта;
- ремонтпригодность – свойство объекта, заключающееся в приспособлении к предупреждению и обнаружению причин возникновения его отказов, повреждений и устранению их последствий путем проведения технического обслуживания и ремонта;

– режимная управляемость – свойство объекта поддерживать нормальный режим посредством управления;

– живучесть – свойство системы теплоснабжения противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей.

Живучесть системы характеризует способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных (более 54 часов) остановов.

В таблице 11.1 приведено среднее время восстановления поврежденного участка тепловой сети (Z_r , ч) соответствии с данными МДС 41-6.2000. Время z_p , ч, необходимое для восстановления поврежденного участка магистральной тепловой сети с диаметром труб d , м, и расстоянием между секционирующими задвижками l , км, можно рассчитать также по следующей эмпирической формуле

$$Z_r \approx 6 \cdot [1 + (0,5 + 1,5 \cdot l) \cdot d^{1,2}], \text{ ч} \quad (11.1)$$

Таблица 11.1 Среднее время восстановления Z_r (ч) восстановления поврежденного участка тепловой сети

Диаметр труб d , м	Расстояние между секционирующими задвижками l , км	Среднее время восстановления z_p , ч
0,1 – 0,2	-	5
0,4 – 0,5	1,5	10 – 12
0,6	2 – 3	17 – 22
1	2 – 3	27 – 36
1,4	2 – 3	38 – 51

Максимальное допустимое время восстановления теплоснабжения указано в таблице 11.2 (источник – СП 124.13330.2012).

Таблица 11.2 Максимальное допустимое время восстановления теплоснабжения (в соответствии с СП 124.13330.20120)

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

При авариях (отказах) в системе централизованного теплоснабжения в течение всего ремонтно-восстановительного периода должна обеспечиваться подача тепла на отопление (и вентиляцию) жилищно-коммунальным потребителям в размерах, указанных в таблице 11.3 (источник – СП 124.13330.2012).

Таблица 11.3 Требуемая подача тепловой энергии жилищно-коммунальным потребителям при авариях (отказах) на источнике тепловой энергии или в тепловых сетях (в соответствии с СП 124.13330.2012)

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $t^{\circ}\text{C}$ (соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92)		
	минус 10	минус 20	минус 30
Допустимое снижение подачи тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий, %, до	78	84	87

Примерный темп падения температуры (источник – справочник по эксплуатации тепловых сетей) в отапливаемых помещениях ($^{\circ}\text{C}/\text{ч}$) при полном отключении подачи теплоты приведён в таблице 11.4 (источник – МДС 41-6.2000.).

Таблица 11.4 Темп падения внутренней температуры здания при различных температурах наружного воздуха (в соответствии с МДС 41-6.2000)

Коэффициент аккумуляции, ч	Темп падения температуры, $^{\circ}\text{C}/\text{ч}$, при температуре наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$			
	0	минус 10	минус 20	минус 30
20	0,80	1,40	1,80	2,40
40	0,50	0,80	1,10	1,50
60	0,40	0,60	0,80	1,0

Коэффициент аккумуляции характеризует величину тепловой аккумуляции зданий и зависит от толщины стен, коэффициента теплопередачи и коэффициента остекления. Коэффициенты аккумуляции теплоты для жилых и промышленных зданий массового строительства, установленные МДС 41-6.2000 и приведены в таблице 11.5.

Таблица 11.5 Коэффициенты аккумуляции тепла для жилых и промышленных зданий массового строительства

Характеристика зданий	Помещения	Коэффициент аккумуляции, ч
1. Крупнопанельный дом серии 1-605А с трехслойными наружными стенами, с утепленными минераловатными плитами с железобетонными фактурными слоями (толщина стены 21 см, из них толщина утеплителя 12 см)	Угловые:	
	верхнего этажа	42
	среднего и первого этажей	46
	средние	77
2. Крупнопанельный жилой дом серии К7-3 (конструкции инж. Лагутенко) с наружными стенами толщиной 16 см, с утепленными минераловатными плитами с железобетонными фактурными слоями	Угловые:	
	верхнего этажа	32
	среднего этажа	40
	средние	51
3. Дом из объемных элементов с наружными ограждениями из железобетонных вибропрокатных элементов, утепленных минераловатными плитами. Толщина наружной стены 22 см, толщина слоя утеплителя в зоне стыкования с ребрами 5 см, между ребрами 7 см. Общая толщина железобетонных элементов между ребрами 30-40 мм	Угловые верхнего этажа	40
4. Кирпичные жилые здания с толщиной стен в 2,5 кирпича и коэффициентом остекления 0,18 - 0,25	Угловые	65 – 60
	Средние	100 – 65
5. Промышленные здания с незначительными внутренними		25 – 14

Характеристика зданий	Помещения	Коэффициент аккумуляции, ч
тепловыделениями (стены в 2 кирпича, коэффициент остекления 0,15 - 0,3)		

С использованием данных о теплоаккумулирующей способности абонентских установок определяется время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения.

Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже + 12 °С, в промышленных зданиях ниже + 8 °С (СП 124.13330.2012).

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании используется формула, приведенная в приложении 9 к методическим рекомендациям по разработке схемы теплоснабжения (утверждена приказом Министерства экономики и Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2012 г. № 565/667)

$$t_B = t_H + \frac{Q_0}{q_0 \cdot V} + \frac{t'_B - t_H - \frac{Q_0}{q_0 \cdot V}}{\exp(z/\beta)} \quad (11.2)$$

где t_B – внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время Z в часах, после наступления исходного события, °С;

Z – время, отсчитываемое после начала исходного события, ч;

t'_B – температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С;

Q_0 – количество подаваемого в здание тепла, Дж/ч;

$q_0 \cdot V$ – удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч °С);

t_H – температура наружного воздуха, усредненная по периоду времени Z , °С;

β – коэффициент аккумуляции здания, ч.

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании до + 12 °С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при $\left(\frac{Q_0}{q_0 \cdot V} = 0\right)$ имеет следующий вид:

$$Z = \beta \cdot \ln \left(\frac{t_B - t_H}{t_{B.a.} - t_H} \right), \quad (11.3)$$

где $t_{B.a.}$ – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (для жилых зданий + 12 °С).

Расчет проводится на каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха при коэффициенте аккумуляции жилого здания $\beta = 40$ ч.

Если в результате аварии отключено несколько зданий, то определение времени, имеющегося в распоряжении на ликвидацию аварии или принятия мер по

предотвращению развития аварии, производится по зданию, имеющему наименьший коэффициент аккумуляции.

Надежность теплоснабжения характеризуется также следующими показателями: показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом; показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием; показатель наличия основных материально-технических ресурсов; показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания; показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения.

Общая оценка готовности дается по критериям, приведенным в таблице 11.6.

Таблица 11.6 Критерии оценки готовности теплоснабжающей организации к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения поселения

Значение коэффициента готовности $K_{\text{гот.}}$	Сумма значений коэффициентов, $K_{\text{п}}, K_{\text{м}}, K_{\text{тр}}$	Категория готовности
0,85 – 1,0	0,75 и более	удовлетворительная готовность
0,85 – 1,0	до 0,75	ограниченная готовность
0,70 – 0,84	0,50 и более	ограниченная готовность
0,70 – 0,84	до 0,50	неготовность
менее 0,70	-	неготовность

В таблице 11.7 приведен расчет общего показателя готовности теплоснабжающей организации к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения п.г.т. Кузнечное.

Таблица 11.7 Расчет общего показателя готовности теплоснабжающей организации к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения п.г.т. Кузнечное

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_{\text{п}}$	1,0
2	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_{\text{м}}$	1,0
3	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{\text{тр}}$	1,0
4	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_{\text{ист}}$	1,0т
5	Общий показатель готовности теплоснабжающей организации к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения п.г.т. Кузнечное	$K_{\text{гот.}}$	1,0

Общий показатель готовности теплоснабжающей организации к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения определяется по формуле

$$K_{\text{гот.}} = 0,25 \cdot K_{\text{п}} + 0,35 \cdot K_{\text{м}} + 0,30 \cdot K_{\text{тр}} + 0,1 \cdot K_{\text{ист.}} \quad (11.4)$$

Общий показатель готовности теплоснабжающей организации к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения п.г.т. Кузнечное

$$K_{\text{гот.}} = 1,0.$$

11.3. Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

Готовность системы к исправной работе определяется по числу часов ожидания готовности: источника тепловой энергии, тепловых сетей, потребителей тепла, а также – по числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Готовность системы теплоснабжения к исправной работе K_r определяется по формуле

$$K_r = \frac{T - Z_1 - Z_2 - Z_3 - Z_4}{T} \quad (11.5)$$

где T – число часов работы теплоисточника, ч;

Z_1 – число часов ожидания нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности (параметры климата);

Z_2 – число часов ожидания неготовности теплоисточника;

Z_3 – число часов ожидания неготовности тепловых сетей;

Z_4 – число часов ожидания неготовности систем теплоиспользования абонента.

Мероприятия по обеспечению безотказности тепловых сетей:

- определение допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов до каждого потребителя или теплового пункта;

- определение места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

- достаточность диаметров выбираемых при проектировании новых и реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи тепла потребителям при отказах;

- соблюдение очередности ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс;

- проведение работ по дополнительному утеплению зданий.

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей, а также среднего суммарного недоотпуска теплоты каждому потребителю за отопительный период определены для каждого источника теплоснабжения расчетом в ПРК ZuluThermo 10.0 и представлены в электронной модели систем теплоснабжения, являющейся неотъемлемой частью настоящей схемы.

11.4. Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

Для оценки надежности системы теплоснабжения используются показатели, установленные в соответствии с Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации (утверждены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 г. № 808 (в ред. от 14.02.2020 г.) и методическими указаниями по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения, (утвержденными приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 26.07.2013 г. № 310). В зависимости от полученных показателей надежности отдельных систем и системы коммунального теплоснабжения городского поселения они с точки зрения надежности могут быть оценены как

- высоконадежные – при $K_{\text{над.}} \geq 0,90$;
- надежные – при $K_{\text{над.}}$ от 0,75 до 0,89;
- малонадежные – при $K_{\text{над.}}$ 0,50 до 0,74;
- ненадежные – при $K_{\text{над.}} < 0,50$.

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

Описание показателей, формулы расчета, расчет составляющих показателя и показателя надежности системы теплоснабжения п.г.т. Кузнечное в целом приведено в п. 1.9 главы 1 обосновывающих материалов.

Общий показатель надежности системы теплоснабжения пос. Кузнечное $K_{\text{над.}}^{\text{сист.}} = 0,925$. Система централизованного теплоснабжения является надежной.

Больница (ГБУЗ ЛО «Приозерская МБ» Кузнечненская УБ) относится к потребителям первой категории надежности и перерывы в подаче тепла данному потребителю не допускаются. Для выполнения требований резервирования согласно СП 124.13330.2012 [14] рекомендуется предусмотреть установку местного автономного резервного источника тепла. Проектирование автономных источников теплоснабжения – предусмотреть в соответствии с СП 373.1325800.2018 [24].

11.5. Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Результаты расчета недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии представлены в электронной модели ZuluThermo 10.0.

11.6 Мероприятия по резервированию источников тепловой энергии и тепловых сетей, определенных системой мер по повышению надежности

При проектировании новой газовой котельной и определении необходимой установленной мощности нового источника тепловой энергии предусматривается резервирование тепловой мощности в объеме, предусмотренном СП 124.13330.2012 Свод правил. Тепловые сети, СП 89.13330.2016 Котельные установки.

В новой газовой котельной следует предусматривается установку не менее двух котлов, при выходе из строя одного котлоагрегата независимо от категории котельной количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям, следует обеспечивать в размерах, указанных в СП 124.13330.2012 Свод правил. Тепловые сети: при температуре наружного воздуха для проектирования системы отопления минус 10 °С – 78 %; при температуре наружного воздуха для проектирования системы отопления минус 20 °С – 84 %; при температуре наружного воздуха для проектирования системы отопления минус 30 °С – 87 %.

В качестве резервного источника электроснабжения предусматривается использование передвижных дизель-генераторных установок.

11.7 Мероприятия по замене тепловых сетей, определенных системой мер по повышению надежности

Для повышения надежности систем теплоснабжения на период до 2028 года предлагается выполнение мероприятий на тепловых сетях от источников тепловой энергии п.г.т. Кузнечное, необходимые мероприятия приведены в главе 8 ОМ.

11.8 Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения (не менее одного для каждой зоны теплоснабжения с суммарной установленной тепловой мощностью источников тепловой энергии 100 Гкал/ч и более) на основе результатов моделирования аварийных ситуаций, включая моделирование отказов элементов, расчета послеаварийных гидравлических режимов и оценки надежности теплоснабжения в аварийных режимах теплоснабжения (при отказе головного участка теплопровода на одном (с наибольшим диаметром) из выводов тепловой мощности от источника тепловой энергии и при отключении насосной группы сетевых насосов на одном из источников тепловой энергии для систем с несколькими источниками тепловой энергии, работающими на единую тепловую сеть, в режиме плавающей точки водораздела (без выделенных зон действия))

На сегодняшний день на территории п.г.т. Кузнечное действует два источника тепловой энергии: котельная № 1 «Ровное» и котельная № 2 «КНИ». Суммарная установленная тепловая мощность источников теплоснабжения составляет 24,38 Гкал/ч. Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения не разрабатывались.

В 2025 году во исполнение требований пункта 1 части 3 статьи 20 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» разработан «Порядок (план)

действий по ликвидации последствий аварийных ситуаций в сфере теплоснабжения в Кузнечинском городском поселении (в том числе с применением электронного моделирования аварийных ситуаций) (далее – ПЛАС) (актуализация на 2026 год, утв. Постановлением Администрации Кузнечинского городского поселения от 27.01.2026 № 12).

11.9 Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения

Предложения по обеспечению надежности теплоснабжения:

а) применение на источнике тепловой энергии рациональных тепловой схемы с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования.

Применение рациональных тепловых схем, с дублированными связями, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования источников теплоты, выполняется на этапе их проектирования. При этом топливо-, электро- и водоснабжение источников теплоты, обеспечивающих теплоснабжение потребителей первой категории, предусматривается по двум независимым вводам от разных источников, а также использование запасов резервного топлива. Источники тепловой энергии, обеспечивающие теплоснабжение потребителей второй и третьей категории, обеспечиваются электро- и водоснабжением по двум независимым вводам от разных источников и запасами резервного топлива.

б) установка резервного оборудования

При строительстве нового источника тепловой энергии необходимо предусмотреть установку резервных котлов, насосов в сетевых и подпиточных насосов.

Больница (ГБУЗ ЛО «Приозерская МБ» Кузнечинская УБ) относится к потребителям первой категории надежности и перерывы в подаче тепла данному потребителю не допускаются. Для выполнения требований резервирования согласно СП 124.13330.2012 рекомендуется предусмотреть установку местного автономного резервного источника тепла. Проектирование автономных источников теплоснабжения – предусмотреть в соответствии с СП 373.1325800.2018.

в) организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Приоритетным вариантом развития схемы теплоснабжения п.г.т. Кузнечное предусмотрено строительство новой газовой блочно-модульной котельной (БМК) с выводом из эксплуатации существующих котельных и объединением зон теплоснабжения существующих источников.

г) резервирование тепловых сетей смежных районов поселения

Резервирование тепловых сетей смежных районов поселения не предусмотрено

д) установка резервных насосных станций

Схемой теплоснабжения не предусмотрена установка резервных насосных станций

е) установка баков-аккумуляторов

При строительстве нового источника тепловой энергии необходимо определить проектом необходимость установки и объем баков-аккумуляторов.

11.10 Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей и сооружений на них

Глава 11 дополнена пунктами 11.6 – 11.8 в соответствии с изменениями и дополнениями, внесенными в постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154.

Общий показатель надежности системы теплоснабжения п.г.т Кузнечное $K_{\text{над.}}^{\text{сист.}} = 0,925$. Система централизованного теплоснабжения является надежной.

Больница (ГБУЗ ЛО «Приозерская МБ» Кузнечненская УБ) относится к потребителям первой категории надежности и перерывы в подаче тепла данному потребителю не допускаются. Для выполнения требований резервирования согласно СП 124.13330.2012 [14] рекомендуется предусмотреть установку местного автономного резервного источника тепла. Проектирование автономных источников теплоснабжения – предусмотреть в соответствии с СП 373.1325800.2018 [24].

Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию

12.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

На момент текущей актуализации Схемы теплоснабжения действуют: Программа развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на период 2026 – 2030 гг., Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций Ленинградской области на 2024 – 2033 годы, утвержденная постановлением Правительства Ленинградской области 26.12.2025 № 1101 (с изменениями и дополнениями от 12.03.2026).

В соответствии с план-графиком газификации «Объекты газификации Ленинградской области согласно Программе развития газоснабжения и газификации Ленинградской области на 2025 год» в 2028 году планируется ввод в эксплуатацию газопровода межпоселкового от г. Приозерск к п. Бурнево, г.п. Кузнечное с отводом на п. Сторожевое Приозерского района Ленинградской области. Начало и окончание строительно-монтажных работ по объекту запланировано на период 2026 – 2028 годы, период выполнения работ по газификации котельных запланирован на 2026 – 2027 годы.

Ввиду планируемой газификации поселения, степень износа вспомогательного оборудования котельных, зданий и коммуникаций существующих котельных № 1 и № 2, а также с учетом наличия в варианте № 1 мероприятия по оснащению потребителей АИТП к реализации принят **первый вариант перспективного развития системы теплоснабжения поселения.**

В соответствии с материалами глав 5, 6, 7 предусматриваются:

- строительство одной новой блочно-модульной газовой котельной установленной мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) (при газификации городского поселения) с выводом из эксплуатации двух существующих котельных № 1 и № 2;

- отказ от сетей ГВС, перевод 30 потребителей с наличием хозяйственно-бытового ГВС, запитанных существующей котельной № 1 «Ровное» на двухтрубную схему теплоснабжения с оборудованием АИТП, дополнительным теплообменником приготовления горячей воды, перевод всех потребителей на температурный график 95/70 со срезкой на ГВС (аналогично температурному графику существующей котельной № 2 «КНИ»);

- капитальный ремонт (замена) изношенных тепловых сетей котельных № 1, № 2;

- строительство нового участка трубопровода, соединяющего тепловые сети двух существующих котельных № 1 и № 2 длиной 678 м (в двухтрубном исполнении), D_y 200 мм (включает строительство новой тепловой камеры КТ-10б на участке тепловой сети КТ-10а – КТ-10 мкр. КНИ);

– реконструкция участков трубопроводов тепловой сети для повышения надежности теплоснабжения потребителей и улучшения гидравлического режима тепловой сети:

- «Насосная – точка Н1», «точка Н1 – узел № 1» с увеличением диаметра (существующий $D_y = 250$ мм, рекомендуемый $D_y = 300$ мм);
- ТВ16а-1-ул. Гагарина, 5а (здание администрации) с увеличением диаметра (существующий $D_y = 50$ мм, рекомендуемый $D_y = 70$ мм);
- ТК-9-1-ул. Юбилейная, 10 с увеличением диаметра (существующий $D_y = 60$ мм, рекомендуемый $D_y = 80$ мм);
- ТК-9а-ул. Юбилейная, 11 с увеличением диаметра (существующий $D_y = 60$ мм, рекомендуемый $D_y = 80$ мм);
- ТК-20-ул. Гагарина, 2 с увеличением диаметра (существующий $D_y = 50$ мм, рекомендуемый $D_y = 60$ мм);
- «Узел зд. Гагарина, 1» с увеличением диаметра (существующий $D_y = 50$ мм, рекомендуемый $D_y = 60$ мм).

Для расчета инвестиций на каждый год применяются индексы-дефляторы, представленные в таблице 12.1 (данные Министерства экономического развития Российской Федерации).

Таблица 12.1 Прогноз индексов-дефляторов (данные Министерства экономического развития Российской Федерации)

Год	2027	2028
Индекс-дефлятор для строительства	1,044	1,043

В таблице 12.2 представлена оценка величины необходимых капитальных вложений в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей централизованной системы теплоснабжения.

12.2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Полный перечень мероприятий, предлагаемых к реализации, представлен в Главе 7 ОМ «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии», Главе 8 ОМ «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

Финансирование мероприятий может осуществляться из двух основных групп источников: бюджетных и внебюджетных. Бюджетное финансирование указанных проектов осуществляется из бюджета Российской Федерации, бюджетов субъектов Российской Федерации и местных бюджетов в соответствии с Бюджетным кодексом РФ и другими нормативно-правовыми актами. Дополнительная государственная

поддержка может быть оказана в соответствии с законодательством о государственной поддержке инвестиционной деятельности, в том числе при реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Внебюджетное финансирование осуществляется за счет собственных средств теплоснабжающих и теплосетевых предприятий, состоящих из прибыли и амортизационных отчислений, а также за счет государственно-частного партнерства.

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 мероприятий схемы теплоснабжения.

Собственные средства энергоснабжающих организаций:

Прибыль. Чистая прибыль предприятия – один из основных источников инвестиционных средств на предприятиях любой формы собственности.

Амортизационные фонды. Амортизационный фонд – это денежные средства, накопленные за счет амортизационных отчислений основных средств (основных фондов) и предназначенные для восстановления изношенных основных средств и приобретения новых.

Инвестиционные составляющие в тарифах на тепловую энергию. В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 г. N 190-ФЗ «О теплоснабжении» органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) устанавливают следующие тарифы:

- тарифы на тепловую энергию (мощность), производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более;
- тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, а также тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями другим теплоснабжающим организациям;
- тарифы на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям;
- тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;
- плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии;
- плата за подключение к системе теплоснабжения.

В соответствии с п. 2 ст. 23 «Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов» N 190-ФЗ «О теплоснабжении» развитие системы теплоснабжения поселения или городского округа осуществляется на основании схемы теплоснабжения, которая должна соответствовать документам территориального планирования поселения или городского округа, в том числе схеме

планируемого размещения объектов теплоснабжения в границах поселения или городского округа.

Согласно п. 4 реализация включенных в схему теплоснабжения мероприятий по развитию системы теплоснабжения осуществляется в соответствии с инвестиционными программами теплоснабжающих или теплосетевых организаций и организаций, владеющих источниками тепловой энергии, утвержденными уполномоченными органами в порядке, установленном правилами согласования и утверждения инвестиционных программ в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Важное положение установлено также ст. 10 «Сущность и порядок государственного регулирования цен (тарифов) на тепловую энергию (мощность)», п. 8, который регламентирует возможное увеличение тарифов, обусловленное необходимостью возмещения затрат на реализацию инвестиционных программ теплоснабжающих организаций. В этом случае решение об установлении для теплоснабжающих организаций или теплосетевых организаций тарифов на уровне выше установленного предельного максимального уровня может приниматься органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования цен (тарифов) самостоятельно, без согласования с ФАС.

Необходимым условием принятия такого решения является утверждение инвестиционных программ теплоснабжающих организаций в порядке, установленном Правилами утверждения и согласования инвестиционных программ в сфере теплоснабжения.

Правила утверждения и согласования инвестиционных программ в сфере теплоснабжения должны быть утверждены Правительством Российской Федерации, однако в настоящее время существует только проект постановления Правительства РФ.

Проект Правил содержит следующие важные положения:

а) Под инвестиционной программой понимается программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по строительству, капитальному ремонту, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, подключения теплopotребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения.

б) Утверждение инвестиционных программ осуществляется органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации по согласованию с органами местного самоуправления поселений, городских округов.

в) В инвестиционную программу подлежат включению инвестиционные проекты, целесообразность реализации которых обоснована в схемах теплоснабжения соответствующих поселений, городских округов.

г) Инвестиционная программа составляется по форме, утверждаемой федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации.

Относительно порядка утверждения инвестиционной программы указано, что орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации:

- обязан утвердить инвестиционную программу в случае, если ее реализация не приводит к превышению предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям на территории субъекта РФ;
- обязан утвердить инвестиционную программу в случае, если ее реализация приводит к превышению предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), но при этом сокращение инвестиционной программы приводит к сохранению неудовлетворительного состояния надежности и качества теплоснабжения, или ухудшению данного состояния;
- вправе отказать в согласовании инвестиционной программы в случае, если ее реализация приводит к превышению предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), при этом отсутствуют обстоятельства, указанные в предыдущем пункте.

Бюджетное финансирование

Единственным источником финансирования мероприятий по реконструкции (модернизации) котельных и тепловых сетей предполагаются средства, поступившие за счет платы Концедента.

Концессионная плата расходуется на софинансирование мероприятий по реконструкции (модернизации) котельных и тепловых сетей в согласованном с региональным тарифным органом объеме.

Кроме того, в рамках Государственной программы «Обеспечение устойчивого функционирования и развития коммунальной и инженерной инфраструктуры и повышение энергоэффективности в Ленинградской области», принятой постановлением Правительства Ленинградской области от 14.11.2013 № 400, в рамках подпрограммы Энергетика Ленинградской области на 2014 – 2029 годы предусматривается выплата субсидии бюджетам муниципальных образований Ленинградской области на финансирование инвестиционных программ частных инвесторов (Концессионеров), которые на основе договора (соглашения) с органами местного самоуправления муниципальных образований Ленинградской области вкладывают средства в реконструкцию и техническое перевооружение объектов теплоснабжения.

Указанное субсидирование осуществляется в рамках Платы Концедента.

Плата Концедента вводится и осуществляется за счет средств дополнительного субсидирования на соответствующий период вследствие административных

рекомендаций вести операционную и инвестиционную деятельность в пределах существующего утвержденного экономически обоснованного тарифа и не увеличивать экономически обоснованный тариф с темпом, превышающим принятые ежегодные отраслевые предельные индексы роста.

Предложения по источникам инвестиций финансовых потребностей для осуществления мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них сформированы с учетом требований действующего законодательства (№ 190-ФЗ «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г.; постановления Правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»; приказа ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения»).

12.3. Расчеты экономической эффективности инвестиций

В качестве основных мероприятий по развитию системы теплоснабжения п.г.т. Кузнечное предусматриваются:

- строительство новой газовой блочно-модульной газовой котельной установленной тепловой мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) с учетом подключения к инженерным сетям с общими затратами 339 570 тыс. рублей (ориентировочный срок ввода в эксплуатацию - 2028 год, по завершению газификации поселения);
- перевод 30 потребителей с наличием хозяйственно-бытового ГВС (в настоящее время запитанных от существующей котельной № 1 «Ровное») на двухтрубную схему теплоснабжения с оборудованием АИТП и установкой дополнительного теплообменника для приготовления горячей воды с общими затратами 105 000 тыс. рублей (ориентировочный срок реализации мероприятия - 2028 год);
- капитальный ремонт (замена) изношенных тепловых сетей котельной № 1 «Ровное» (трубопроводы системы отопления: участки ТК-13 – ТК-14; ТК-1 – ул. Молодежная, 8; ТК-1 – ул. Молодежная, 6) с общими затратами 765 тыс. рублей (2027 – 2028 гг.);
- капитальный ремонт (замена) тепловых сетей котельной № 2 «КНИ» (участки КТ-3 – КТ-4; КТ-4 – КТ-5; КТ-4 – ул. Приозерское шоссе, 11) с общими затратами 2657 тыс. рублей (2027 - 2028 год);
- реконструкция участков трубопроводов тепловой сети для повышения надежности теплоснабжения потребителей и улучшения гидравлического режима тепловой сети: «насосная – точка Н1», «точка Н1 – узел № 1», ТВ16а-1 – ул. Гагарина, 5а (здание администрации), ТК-9-ул. Юбилейная, 10, ТК-9а-ул. Юбилейная, 11, ТВ-19-1-ул. Гагарина, 4 с увеличением диаметров с общими затратами 16 723 тыс. рублей (2028 год, при строительстве новой котельной);
- строительство нового участка трубопровода, соединяющего тепловые сети двух существующих котельных № 1 и № 2 длиной 678 м (в двухтрубном исполнении)

D_y 200 мм с общими затратами 14435 рублей (2028 год, при строительстве новой котельной, с учетом строительства новой тепловой камеры КТ-10б).

Общие затраты по варианту составят 479 150 тыс. руб.

Таблица 12.2 – Оценка величины необходимых капитальных вложений в строительство и реконструкцию теплоисточников и тепловых сетей централизованной системы теплоснабжения

№ п/п	Наименование мероприятий	Диаметр, мм	Протяженность (в однострубнои исчислении), м	Способ оценки	Стоимость мероприятия в текущих ценах, тыс. руб.	2025	2026	2027	2028
Источники тепловой энергии									
1	Строительство новой газовой блочно-модульной котельной установленной тепловой мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) с выводом из эксплуатации котельных № 1, № 2	-	-	Объект-аналог (сведения с сайта госзакупок)	339570	-	-	-	339570
	ИТОГО в текущих ценах, тыс. руб.:				339 570	0	0	0	339 570
	ИТОГО в прогнозных ценах, тыс. руб.:				400 313	0	0	0	400 313
Тепловые сети									
Мероприятия по повышению надежности теплоснабжения потребителей, улучшению гидравлического режима тепловой сети (при строительстве новой БМК)									
2	Реконструкция участка тепловой сети «насосная – точка Н1» (1988 год прокладки, надземный) с увеличением D _y (существующий D _y = 250 мм, рекомендуемый D _y = 300 мм)	300	604	Объект-аналог	10749	-	10749	-	10749
3	Реконструкция участка тепловой сети «точка Н1 – узел 1» (1988 год прокладки, надземный) с увеличением D _y (существующий D _y = 250 мм, рекомендуемый D _y = 300 мм)	300	243	Объект-аналог	4217	-	4217	-	4217
4	Реконструкция участка тепловой сети ТВ16а-1-ул. Гагарина, 5а (1992 год прокладки, подземный канальный) (здание администрации) с увеличением диаметра (существующий D _y = 50 мм, рекомендуемый D _y = 70 мм)	70	130	Объект-аналог	531	-	531	-	531

Продолжение таблицы 12.2

№ п/п	Наименование мероприятий	Диаметр, мм	Протяженность (в однострубно́м исчислении), м	Способ оценки	Стоимость мероприятия в текущих ценах, тыс. руб.	2025	2026	2027	2028
5	Реконструкция участка тепловой сети ТК-9-Юбилейная, 10 (подземный канальный) с увеличением диаметра (существующий $D_y = 60$ мм, рекомендуемый $D_y = 80$ мм)	80	32	Объект-аналог	145	-	-	-	145
6	Реконструкция участка тепловой сети ТК-9а-Юбилейная, 11 (2015 год прокладки, подземный канальный) с увеличением диаметра (существующий $D_y = 60$ мм, рекомендуемый $D_y = 80$ мм)	80	102	Объект-аналог	464	-	-	-	464
7	Реконструкция участка тепловой сети ТК-20-ул. Гагарина, 2 с увеличением диаметра (существующий $D_y = 50$ мм, рекомендуемый $D_y = 60$ мм)	80	28	Объект-аналог	98				98
8	Реконструкция участка тепловой сети Узел- ул. Гагарина, 1 с увеличением диаметра (существующий $D_y = 50$ мм, рекомендуемый $D_y = 60$ мм)	60	148	Объект-аналог	519	-	-	-	519
9	Строительство нового трубопровода, соединяющего тепловые сети двух котельных (обеспечение надежности системы теплоснабжения) $D_y = 200$ мм	219	1356	Объект-аналог	14435	-	-	-	14435
Мероприятия по повышению замене тепловых сетей, отработавших сверх нормативного срока эксплуатации									
9	Капитальный ремонт (замена) участка тепловой сети «ТК-13 - ТК-14» 1994 г. прокладки, подземный канальный (котельная № 1 «Ровное»)	108	36	Объект-аналог	376	-	-	376	

Продолжение таблицы 12.2

№ п/п	Наименование мероприятий	Диаметр, мм	Протя- женность (в однотрубном исчислении), м	Способ оценки	Стоимость мероприятия в текущих ценах, тыс. руб.	2025	2026	2027	2028
10	Капитальный ремонт (замена) участка тепловой сети «ТК-1 - ул. Молодежная, 8» 1983 г. прокладки, подземный канальный (котельная № 1 «Ровное»)	57	12	Объект-аналог	48	-	-	48	-
11	Капитальный ремонт (замена) участка тепловой сети «ТК-1 – ул. Молодежная, 6» 1993 г. прокладки, подземный канальный (котельная № 1 «Ровное»)	57	72	Объект-аналог	341	-	-	341	-
12	Капитальный ремонт (замена) участка тепловой сети «КТ-3 - КТ-4» 1989/2016 г. прокладки, подземный канальный (котельная № 2 «КНИ»)	219	104	Объект-аналог	1352	-	-	1352	-
13	Капитальный ремонт (замена) участка тепловой сети «КТ-4 - КТ-5» 1989/2016 г. прокладки, подземный канальный (котельная № 2 «КНИ»)	159	76	Объект-аналог	842	-	-	842	-
14	Капитальный ремонт (замена) участка тепловой сети «КТ-4 – Приозерское шоссе, 11» 1987 г. прокладки, подземный канальный (котельная № 2 «КНИ»)	89	96	Объект-аналог	463	-	-	463	-
	ИТОГО в текущих ценах, тыс. руб.:	-	-	-	34580	0	0	3422	31158
	ИТОГО в прогнозных ценах, тыс. руб.:	-	-	-	40 189,4	0	0	3 458,4	36731

Продолжение таблицы 12.2

№ п/п	Наименование мероприятий	Диаметр, мм	Протя- женность (в однотрубно м исчислении), м	Способ оценки	Стоимость мероприятия в текущих ценах, тыс. руб.	2025	2026	2027	2028
Потребители тепловой энергии									
15	Отказ от сетей ГВС, перевод 30 потребителей с наличием хозяйственно-бытового ГВС, запитанных от существующей котельной № 1 «Ровное» на двухтрубную схему теплоснабжения с оборудованием АИТП, дополнительным теплообменником приготовления горячей воды, перевод всех потребителей на температурный график 95/70 со срезкой на ГВС (аналогично температурному графику существующей котельной № 2 «КНИ»)	-	-	-	105000	-	-	-	105000
	ИТОГО в текущих ценах, тыс. руб.:	-	-	-	105000,0	0	0	0	105000
	ИТОГО в прогнозных ценах, тыс. руб.:	-	-	-	123782,8	0	0	0	123782,8

В таблице 12.2 представлена оценка величины необходимых капитальных вложений в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии, тепловых сетей централизованной системы теплоснабжения, установку АИТП в зданиях потребителей тепловой энергии.

При реализации мероприятия по строительству трубопровода для соединения тепловой сети (D_y 200 мм, $L = 1356$ м пог. – в однострубно́м исчислении) при строительстве новой котельной в 2028 г. увеличение тепловых потерь составит 0,03585 Гкал/ч. При работе новой газовой БМК по температурному графику со срезкой (аналогичному котельной № 2 «КНИ») также произойдет увеличение тепловых потерь.

12.4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения представлены в Главе 14 обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения.

12.5. Описание изменений в обосновании инвестиций (оценке финансовых потребностей, предложениях по источникам инвестиций) в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности

За период 2018 – 2021 гг., I – II кв. 2022 г. выполнены следующие мероприятия на источниках тепловой энергии:

- восстановление обмуровки котлоагрегата ДКВр 6,5-13 на котельной № 1 «Ровное» (2018 год);
- ремонт мазутопровода и паропровода от мазутного хозяйства до котельной № 2 «КНИ» (2018 год);
- замена выработавшего свой технический ресурс котлоагрегата ДКВР 4/13 ст. № 2 с установкой нового энергосберегающего газоплотного напольного стального котлоагрегата LAVART 2.5SV 159/6 M100 на котельной № 2 «КНИ» (2020 год) (общая стоимость – 15 486, 495 тыс. рублей);
- замена выработавшего свой технический ресурс котлоагрегата Е-10-1,4 ГМ (ДЕ-10/14) с установкой нового котлоагрегата ДКВР 6,5/13 (зав. № 2108) на котельной № 1 «Ровное» (2021 год) (общая стоимость – 19236,3 тыс. рублей);
- ремонт кровли и отмостки зданий обеих котельных (общая стоимость – 5891,4 тыс. рублей).

В 2018 г., 2019 г., 2020 г. произведена модернизация участков тепловой сети:

– объект: «Замена участка тепловой сети и ГВС от ТК1 до ТК7 с врезками в дома д.9, 7, 5, 3 мкр. «Ровное» п.г.т. Кузнечное» (307 м.п., стоимость работ 11422,303 тыс. руб.);

– объект: «Замена тепловых сетей и ГВС по трем участкам в мкр. Ровное по следующим адресам: ул. Молодежная, ул. Пионерская, от ул. Пионерская до д. 5 по ул. Ладожской с вводом в дома № 1 и 3 по ул. Пионерской» (общая протяженность по трем участкам составила 1812 м, стоимость работ 17 049 тыс. руб.);

– объект: «Замена тепловых сетей от ул. Приозерское шоссе 16 до д. № 4 по ул. Приозерское шоссе с врезками в д. № 4 и № 6, в спортивный клуб «Алмаз» (общая протяженность по трем участкам составила 990 м, стоимость работ составила: 7898,3 тыс. руб.).

Сведения о реализации мероприятий за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, приведены из отчетов главы администрации Кузнечинского городского поселения за 2018 – 2022 гг. (источник информации – Отчеты о социально-экономическом развитии муниципального образования Кузнечное за 2018 – 2021 годы, <http://kuznechnoe.lenobl.ru/>).

В настоящей актуализированной редакции схемы теплоснабжения предложен вариант перспективного развития централизованной системы теплоснабжения поселения, предусматривающий:

– строительство одной новой блочно-модульной газовой котельной установленной мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) (при газификации городского поселения) с выводом из эксплуатации двух существующих котельных № 1 и № 2;

– отказ от сетей ГВС, перевод 30 потребителей с наличием хозяйственно-бытового ГВС, запитанных существующей котельной № 1 «Ровное» на двухтрубную схему теплоснабжения с оборудованием АИТП, дополнительным теплообменником приготовления горячей воды, перевод всех потребителей на температурный график 95/70 со срезкой на ГВС (аналогично температурному графику существующей котельной № 2 «КНИ»);

– капитальный ремонт (замена) изношенных тепловых сетей котельных № 1, № 2;

– строительство нового участка трубопровода, соединяющего тепловые сети двух существующих котельных № 1 и № 2 длиной 678 м (в двухтрубном исполнении), D_y 200 мм (предусматривается строительство новой тепловой камеры КТ-106);

– перекладка участков трубопроводов тепловой сети для повышения надежности теплоснабжения потребителей и улучшения гидравлического режима тепловой сети:

- «Насосная – точка Н1», «точка Н1 – узел № 1» с увеличением диаметра (существующий D_y = 250 мм, рекомендуемый D_y = 300 мм);
- ТВ16а-1-ул. Гагарина, 5а (здание администрации) с увеличением диаметра (существующий D_y = 50 мм, рекомендуемый D_y = 70 мм);

- ТК-9-1-ул. Юбилейная, 10 с увеличением диаметра (существующий $D_y = 60$ мм, рекомендуемый $D_y = 80$ мм);
- ТК-9а-ул. Юбилейная, 11 с увеличением диаметра (существующий $D_y = 60$ мм, рекомендуемый $D_y = 80$ мм);
- ТК-20-ул. Гагарина, 2 с увеличением диаметра (существующий $D_y = 50$ мм, рекомендуемый $D_y = 60$ мм);
- «Узел зд. Гагарина, 1» с увеличением диаметра (существующий $D_y = 50$ мм, рекомендуемый $D_y = 60$ мм).

Актуализированы: величина необходимых капитальных вложений в мероприятия; определен экономический эффект при реализации мероприятий, оценены тарифные последствия для потребителей тепловой энергии (раздел 14 обосновывающих материалов настоящей Схемы теплоснабжения).

Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения

13.1. Результаты оценки существующих и перспективных значений индикаторов развития систем теплоснабжения

Индикаторами развития систем теплоснабжения в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» являются следующие показатели:

а) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях;

б) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии;

в) удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии;

г) отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети;

д) коэффициент использования установленной тепловой мощности;

е) удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке;

ж) доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения);

з) удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;

и) коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);

к) доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии;

л) средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения);

м) отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения);

н) отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения)

о) отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.

Муниципальное образование Кузнечинское городское поселение в соответствии с Федеральными законами: № 190-ФЗ «О теплоснабжении», № 279-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения» не отнесено к ценовой зоне теплоснабжения.

13.1.1 Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях

Данные о случаях прекращения подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях отсутствуют.

13.1.2 Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии

Данные о случаях прекращения подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии отсутствуют.

13.1.3 Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных)

Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии по источникам тепловой энергии приведен в таблице 13.1.

Таблица 13.1. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии

№ п/п	Наименование котельной	2025 г.	2028 г.
		Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии, кг у. т./Гкал	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии, кг у. т./Гкал
1	Котельная № 1 «Ровное»	204,3	-
	Котельная № 2 «КНИ»	204,3	-
2	Новая газовая блочно-модульная котельная (вывод из эксплуатации котельной № 1 «Ровное» и № 2 «КНИ»)	-	157,0 ¹⁾

¹⁾ Принято в соответствии с СТО Газпром РД 1.19-126-2004. Методика расчета удельных норм расхода газа на выработку тепловой энергии и расчета потерь в системах теплоснабжения (котельные и тепловые сети). Стандарт ОАО «Газпром»

13.1.4 Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети

Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети представлено в таблице 13.2.

Таблица 13.2 – Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети

№ п/п	Наименование котельной	2025 г.		2028 г.	
		Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети, Гкал/м ²	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети, тонн/м ²	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети, Гкал/м ²	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети, тонн/м ²
1	Котельная № 1 «Ровное»	1,51	1,49	-	-
	Котельная № 2 «КНИ»	1,62	1,16	-	-
2	Новая газовая блочно-модульная котельная (вывод из эксплуатации котельных № 1 и № 2)	-	-	1,03	1,72

13.1.5 Коэффициент использования установленной тепловой мощности

Коэффициент использования установленной тепловой мощности представлен в таблице 13.3.

Таблица 13.3 – Коэффициент использования установленной мощности

№ п/п	Наименование котельной	2025 г.		2028 г.	
		Число часов использования установленной мощности, ч	Коэффициент использования установленной мощности	Число часов использования установленной мощности, ч	Коэффициент использования установленной мощности
1	Котельная № 1 «Ровное»	1305,0	0,25	-	-
	Котельная № 2 «КНИ»				
2	Новая газовая блочно-модульная котельная (вывод из эксплуатации котельных № 1 и № 2)	-	-	определить проектом	определить проектом

13.1.6 Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке

Удельная материальная характеристика показывает соотношение металлоёмкости тепловых сетей и передаваемой нагрузки: чем меньше величина удельной материальной характеристики тепловых сетей, тем выше энергоэффективность системы теплоснабжения в целом.

Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке источника тепловой энергии, приведена в таблице 13.4.

Таблица 13.4 – Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке источника тепловой энергии

Наименование источника теплоснабжения	Материальная характеристика, м ²	Присоединенная нагрузка (с учетом потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, м ² /(Гкал/ч)
2025 год			
Котельная № 1 «Ровное»	1690,39	8,4872	199,2
Котельная № 2 «КНИ»	519,47	2,367	219,4
2028 год			
Новая газовая блочно-модульная котельная (вывод из эксплуатации котельных № 1 и № 2)	1963,97	10,7849	182,1

13.1.7 Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения)

На территории поселения отсутствуют действующие источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

13.1.8 Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии

На территории поселения отсутствуют действующие источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

13.1.9 Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

На территории поселения отсутствуют действующие источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

13.1.10 Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии

Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии – 20,5 %.

13.1.11 Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)

Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей представлен в таблице 13.5.

Таблица 13.5 – Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	2025	2028
		Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей
1	Котельная № 1 «Ровное»	9,5	вывод из эксплуатации
	Котельная № 2 «КНИ»	12,0	
2	Новая газовая блочно-модульная котельная (вывод из эксплуатации котельных № 1 и № 2)	–	9,7

13.1.12 Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения)

Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения, представлено в таблице 13.6.

Таблица 13.6 – Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей

Наименование источника теплоснабжения	Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей, %						
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Котельная № 1 «Ровное»	-	19,8	0	0	вывод из эксплуатации		
Котельная № 2 «КНИ»	-	0	0	0	вывод из эксплуатации		
Новая газовая блочно-модульная котельная (вывод из эксплуатации котельных № 1 и № 2)	-				0	0	31,0

13.1.13 Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения)

В настоящее время централизованное теплоснабжение поселения осуществляется от двух котельных установленной мощностью 24,38 Гкал/ч.

В 2020 г. была произведена замена выработавшего свой технический ресурс котлоагрегата ДКВР 4/13 ст. № 2 с установкой нового энергосберегающего газоплотного напольного стального котлоагрегата LAVART 2.5SV 159/6 M100.

В 2021 г. была произведена замена выработавшего свой технический ресурс котлоагрегата Е-10-1,4 ГМ (ДЕ-10/14) с установкой нового котлоагрегата ДКВР 6,5/13 (зав. № 2108).

В 2028 г. предусматривается строительство новой газовой блочно-модульной котельной установленной мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) (с выводом из эксплуатации существующих котельных № 1 и № 2).

Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения, представлено в таблице 13.7.

Таблица 13.7 – Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии

Котельная № 1 «Ровное»	0	25,0	0	0	вывод из эксплуатации
Котельная № 2 «КНИ»	19,2	0	0	0	
Новая газовая блочно-модульная котельная (вывод из эксплуатации котельной № 1 «Ровное» и котельной № 2 «КНИ»)	-				Ввод в эксплуатацию

13.1.14 Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях

Факты нарушения антимонопольного законодательства (выданные предупреждения, предписания), а также санкции, предусмотренные Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях отсутствуют.

13.2. Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения

Актуализированы индикаторы развития системы теплоснабжения поселения на перспективу до 2028 года.

Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия

14.1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения (существующие и прогнозные)

В таблице 14.1 приведены существующая тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения потребителей от котельных п.г.т. Кузнечное.

Таблица 14.1 Существующая тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения потребителей от котельных п.г.т. Кузнечное

Показатели	Единица измерения	2022 (факт)	2024 (факт)	2025 (план)	2026 – 2028
Установленная тепловая мощность котельной	Гкал/ч	24,38	24,38	24,38	-
Ввод мощности	Гкал/ч	-	-	-	-
Вывод мощности	Гкал/ч	-	-	-	-
Располагаемая мощность оборудования (с учетом ограничений тепловой мощности)	Гкал/ч	21,35	21,35	21,35	-
Собственные нужды источников (максимальные, приведенные к температуре проектирования системы отопления)	Гкал/ч	0,626	0,781	0,781	-
Тепловая мощность «нетто»	Гкал/ч	20,724	20,569	20,569	-
Потери тепловой энергии в тепловых сетях, определены в соответствии с «Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя»	Гкал/ч	0,5823	0,5823	0,5823	-
Расчетная присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	10,215	10,215	10,215	-
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	+ 9,9267	+ 9,7717	+ 9,7717	-
Выработано тепловой энергии	Гкал	34590,7	28798,0	28798,0	-
Отпуск тепловой энергии с коллекторов источника	Гкал	нет сведений	25521	25521	-
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	т у. т.	6883,6 ¹⁾	5119,008 ¹⁾	5119,008	-
Средневзвешенный удельный расход условного топлива (в 2022 году – на выработку, в 2024 и 2025 гг. – на выработку и на отпуск с коллекторов источника)	кг.у. т./Гкал	199,0	$\frac{177,76}{200,58}$ ²⁾	$\frac{177,76}{200,58}$ ²⁾	-
¹⁾ В соответствии с информацией, предоставленной МП «ТеплоГарант».					
²⁾ В числителе – средневзвешенный удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, в знаменателе – на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника.					

Прогнозная тарифно-балансовая модель теплоснабжения потребителей от новой газовой БМК приведена в таблице 14.2.

Таблица 14.2 Прогнозная тарифно-балансовая модель теплоснабжения потребителей от новой газовой БМК

Показатели	Единица измерения	2021	2022 - 2025	2026-2028
Установленная тепловая мощность котельной	Гкал/ч	-	-	19,8
Располагаемая мощность оборудования (с учетом ограничений тепловой мощности)	Гкал/ч	-	-	19,8
Собственные нужды источников	Гкал/ч	-	-	0,146
Потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/ч	-	-	0,5699
Расчетная присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	-	-	10,215
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	+ 8,8691
Выработано тепловой энергии	Гкал	-	-	31675
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	т у. т.	-	-	4973 ²⁾
Средневзвешенный удельный расход условного топлива	кг.у. т./Гкал	-	-	157,0 ¹⁾
¹⁾ Принято в соответствии с СТО Газпром РД 1.19-126-2004. Методика расчета удельных норм расхода газа на выработку тепловой энергии и расчета потерь в системах теплоснабжения (котельные и тепловые сети). Стандарт ОАО «Газпром». Требуется уточнения при разработке проекта. ²⁾ Рассчитано на основании удельного расхода, принятого в соответствии с СТО Газпром РД 1.19-126-2004. Методика расчета удельных норм расхода газа на выработку тепловой энергии и расчета потерь в системах теплоснабжения (котельные и тепловые сети). Стандарт ОАО «Газпром».				

14.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации

Прогнозная тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения потребителей теплоснабжающей организации МП «ТеплоГарант» п.г.т. Кузнечное приведена в таблице 14.3.

Таблица 14.3 Прогнозная тарифно-балансовая расчетная модель системы теплоснабжения потребителей п.г.т. Кузнечное

Показатели	Единица измерения	2022	2024, 2025	2026-2028
Установленная тепловая мощность котельной	Гкал/ч	24,38	24,38	19,8
Располагаемая мощность оборудования (с учетом ограничений тепловой мощности)	Гкал/ч	21,35	21,35	19,8
Собственные нужды источников	Гкал/ч	0,626	0,781	0,146
Тепловая мощность «нетто»	Гкал/ч	20,724	20,569	19,654
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/ч	0,5823	0,5823	0,5699
Расчетная присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	10,215	10,215	10,215
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	+ 9,9267	+ 9,7717	+ 8,8691
Выработано тепловой энергии	Гкал	34590,7	28798,0	31675
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	т у. т.	6883,6	5119,008	4973
Средневзвешенный удельный расход условного топлива	кг.у. т./Гкал	199,0	177,76	157,0

14.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозные индексы-дефляторы, устанавливаемые Министерством экономического развития РФ.

Решение о включении в тариф инвестиционной составляющей принимается теплоснабжающей организацией.

По результатам расчетов установлена перспективная цена на тепловую энергию с учетом и без учета реализации проектов схемы теплоснабжения (инвестиционной составляющей).

Результаты расчета перспективной цены на тепловую энергию с учетом и без учета реализации мероприятий Схемы теплоснабжения (инвестиционной составляющей) приведены в таблице 14.4.

14.4. Описание изменений (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения

Ценовые (тарифные) последствия переработаны с учетом откорректированных мероприятий.

Таблица 14.4 Перспективная цена на тепловую энергию с учетом и без учета реализации мероприятий схемы теплоснабжения (инвестиционной составляющей)

Наименование показателя	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год
Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал	34590,7	34533	34533	34533	31675	31675	31675
Установленный теплоснабжающей компанией тариф на тепловую энергию (для населения), руб./Гкал	2598,1	2600,0	-	-	-	-	-
Индекс-дефлятор по прогнозу МЭР (показатель инфляции), %	-	103,9	103,9	104,0	104,0	103,9	103,9
Тариф с учетом инфляции (прогноз МЭР) без учета инвестиционной составляющей, руб./Гкал	-	2600,0	2701,4	2809,5	2921,8	3035,8	3154,2
Инвестиционная составляющая, тыс. рублей (с учетом индекса-дефлятора капитальных вложений)	-	3083,3	241	0	560732**	0	0
*Тариф с учетом инвестиционной составляющей (разбивка инвестиционной составляющей по строительству новой котельной и перекладке тепловых сетей на 5 лет), руб./Гкал	2598,1	2689,3	2708,4	2809,5	6462,4	6576,3	6694,7
*Решение о включении инвестиционной составляющей в тариф принимается теплоснабжающей организацией.							
**Распределено в тарифе на пять лет.							

Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций

15.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения

Постановлением Администрации Кузнечинского городского поселения от 2 марта 2026 года № 68 (приведено в Приложении 1 ОМ) ООО «Энерго-Ресурс» присвоен статус единой теплоснабжающей организации, осуществляющей теплоснабжение на территории Кузнечинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области. Зоной деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Энерго-Ресурс» является территория Кузнечинского городского поселения, на которой располагаются централизованные системы теплоснабжения в соответствии с актуализированной и утверждённой Постановлением администрации № 202 от 08.08.2025 г. схемой теплоснабжения поселения.

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, представлен в таблице 15.1.

Таблица 15.1 – Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций

№ п/п	Система теплоснабжения	Теплоисточники, работающие в системе теплоснабжения	Теплоснабжающие и теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в системе теплоснабжения
1	МО Кузнечинское ГП (система централизованного теплоснабжения п.г.т. Кузнечное)	Котельная № 1 «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное») Котельная № 2 «КНИ» (п.г.т. Кузнечное)	ООО «Энерго-Ресурс».

15.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

Постановлением Администрации Кузнечинского городского поселения от 2 марта 2026 года № 68 (приведено в Приложении 1 ОМ) ООО «Энерго-Ресурс» присвоен статус единой теплоснабжающей организации, осуществляющей теплоснабжение на территории Кузнечинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области. Зоной деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Энерго-Ресурс» является территория Кузнечинского городского поселения, на которой располагаются централизованные системы теплоснабжения в соответствии с актуализированной и утверждённой Постановлением администрации № 202 от 08.08.2025 г. схемой теплоснабжения поселения.

Присвоение статуса ЕТО выполнено в соответствии с Федеральным законом от

06.10.2003 года № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», Федеральным законом от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Постановлением 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», Уставом Кузнечинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области, с целью организации надежного теплоснабжения на территории Кузнечинского городского поселения, на основании письма МП «ТеплоГарант» от 02.03.2026г., № б/н.

Статус единой теплоснабжающей организации ООО «Энерго-Ресурс», осуществляющей теплоснабжение на территории Кузнечинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области, присвоен на основании выполнения критериев, установленных пунктом 11 статьи 2 Федерального закона от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и пунктом 7 Постановления 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».

Реестр единых теплоснабжающих организаций приведен в таблице 15.2.

Таблица 15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций

№ системы теплоснабжения	Наименование источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Теплоснабжающие организации (теплосетевые) организации в горницах системы теплоснабжения	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	№ зоны деятельности	Утвержденная ЕТО
1	Котельная № 1 «Ровное» (п.г.т. Кузнечное, промплощадка карьера «Ровное»)	ОАО «Энерго-Ресурс»	Источник тепловой энергии, тепловые сети	1	ООО «Энерго-Ресурс»
2	Котельная № 2 «КНИ» (п.г.т. Кузнечное)	ОАО «Энерго-Ресурс»	Источник тепловой энергии, тепловые сети	2	ООО «Энерго-Ресурс»

15.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

В соответствии со статьей 2 пунктом 28 Федерального закона № 190-ФЗ «О теплоснабжении» единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее – единая теплоснабжающая организация) – теплоснабжающая организация, которой в отношении системы (систем) теплоснабжения присвоен статус единой теплоснабжающей организации в схеме теплоснабжения федеральным органом

исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее – федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В соответствии со статьей 6 пунктом 6 Федерального закона № 190-ФЗ "О теплоснабжении" определение единой теплоснабжающей организации входит в полномочия органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях.

Критерии определения единой теплоснабжающей организации установлены в «Правилах организации теплоснабжения в Российской Федерации» (с изменениями на 31.03.2025 г.), утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808.

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, городов федерального значения (а в случае смены единой теплоснабжающей компании – при актуализации схемы теплоснабжения) решением:

- федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, в отношении городских поселений, городских округов с численностью населения, составляющей 500 тыс. человек и более, а также городов федерального значения;

- главы местной Администрации городского поселения, главы местной Администрации городского округа – в отношении городских поселений, городских округов с численностью населения, составляющей менее 500 тыс. человек;

- главы местной Администрации муниципального района – в отношении сельских поселений, расположенных на территории соответствующего муниципального района, если иное не установлено законом субъекта Российской Федерации.

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

В случае если на территории поселения, городского округа, города федерального значения существуют несколько систем теплоснабжения, единая теплоснабжающая организация (организации) определяется в отношении каждой или нескольких систем

теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения (в ред. постановления Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2018 г. № 405).

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа, города федерального значения лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в орган местного самоуправления поселения, городского округа, орган исполнительной власти города федерального значения, уполномоченные на разработку схемы теплоснабжения, в течение одного месяца со дня размещения в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения (а также со дня размещения решения о лишении организации статуса единой теплоснабжающей компании при наличии такого решения), заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны (зон) ее деятельности. К указанной заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии или с квитанцией о приеме налоговой декларации (расчета) в электронном виде, подписанной электронной подписью уполномоченного лица соответствующего налогового органа. Заявка на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации не может быть отозвана или изменена (за исключением случая наступления обстоятельств непреодолимой силы). Орган местного самоуправления обязан разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа.

Критериями присвоения статуса единой теплоснабжающей организации (в ред. постановления Правительства РФ от 22 мая 2019 г. № 637) 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.**

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, и обосновывается в схеме теплоснабжения.

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 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 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе 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.

Изменение границ зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации (постановления Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2018 г. № 405).

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 и технических условий подключения к тепловым сетям;

- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя (в ред. постановления правительства РФ от 22.05.2019 г. № 637);

- 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.

В поселениях, городских округах, отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения в соответствии с федеральным законом "О теплоснабжении", единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности, кроме обязанностей, описанных выше, также обязана:

- до окончания переходного периода в ценовых зонах теплоснабжения (далее – переходный период) разработать и разместить на своем официальном сайте стандарты качества обслуживания единой теплоснабжающей организацией потребителей тепловой энергии и стандарты взаимодействия единой теплоснабжающей организации с теплоснабжающими организациями, владеющими на праве собственности и (или) ином законном основании источниками тепловой энергии, а также направить эти стандарты в территориальный антимонопольный орган;

- реализовывать мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов теплоснабжения, необходимые для развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, определенные для нее в схеме теплоснабжения в соответствии с перечнем и со сроками, которые указаны в схеме теплоснабжения;

- обеспечивать соблюдение значений параметров качества теплоснабжения потребителей и параметров, отражающих допустимые перерывы в теплоснабжении, в зоне своей деятельности в соответствии с настоящими Правилами;

- исполнять стандарты качества обслуживания единой теплоснабжающей организацией потребителей тепловой энергии и стандарты взаимодействия единой теплоснабжающей организации с теплоснабжающими организациями, владеющими на праве собственности и (или) ином законном основании источниками тепловой энергии;

- размещать информацию о своей деятельности на своем официальном сайте.

Постановлением Администрации Кузнецнинского городского поселения от 2 марта 2026 года № 68 (приведено в Приложении 1 ОМ) ООО «Энерго-Ресурс» присвоен статус единой теплоснабжающей организации, осуществляющей теплоснабжение на территории Кузнецнинского городского поселения Приозерского

муниципального района Ленинградской области. Зоной деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Энерго-Ресурс» является территория Кузнечнинского городского поселения, на которой располагаются централизованные системы теплоснабжения в соответствии с актуализированной и утверждённой Постановлением администрации № 202 от 08.08.2025 г. схемой теплоснабжения поселения.

Статус единой теплоснабжающей организации ООО «Энерго-Ресурс», осуществляющей теплоснабжение на территории Кузнечнинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области, присвоен на основании выполнения критериев, установленных пунктом 11 статьи 2 Федерального закона от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и пунктом 7 Постановления 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».

15.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

Сведения о заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации на территории МО Кузнечнинское городское поселение, поданных в рамках разработки проекта актуализации схемы теплоснабжения, отсутствуют.

15.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

Границы зоны деятельности теплоснабжающей организации МП «ТеплоГарант» МО Кузнечнинское ГП на территории МО Кузнечнинское городское поселение представлены на рисунках 15.1, 15.2.

15.6. Описание изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, и актуализированные сведения в реестре систем теплоснабжения и реестре единых теплоснабжающих организаций (в случае необходимости) с описанием оснований для внесения изменений

Актуализирована информация о теплоснабжающей организации, эксплуатирующей теплоисточники и тепловые сети.

Постановлением Администрации Кузнечнинского городского поселения от 2 марта 2026 года № 68 (приведено в Приложении 1 ОМ) ООО «Энерго-Ресурс» присвоен статус единой теплоснабжающей организации, осуществляющей теплоснабжение на территории Кузнечнинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области. Зоной деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Энерго-Ресурс» является территория Кузнечнинского городского поселения, на которой располагаются централизованные системы теплоснабжения в соответствии с актуализированной и утверждённой Постановлением администрации № 202 от 08.08.2025 г. схемой теплоснабжения поселения.

Глава 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения

16.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и модернизации источников тепловой энергии представлен в таблице 16.1, а также в Главе 7 настоящей схемы.

Таблица 16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и модернизации источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование мероприятий	Стоимость мероприятия в текущих ценах, тыс. руб.	Год проведения мероприятий
Источники тепловой энергии			
1	Строительство новой газовой блочно-модульной котельной установленной тепловой мощностью 19,8 Гкал/ч (23 МВт) с выводом из эксплуатации котельной № 1 «Ровное» и котельной № 2 «КНИ»	339 570	2028
ИТОГО в текущих ценах, тыс. руб.		339570	-

Установленная мощность новой газовой котельной должна быть уточнена на стадии разработки проекта (с учетом изменения планов перспективной застройки поселения и необходимости подключения потребителей к централизованной системе теплоснабжения).

Стоимость подключения нового теплоисточника к сетям инженерно-технического обеспечения определяется после получения условий на подключение.

Стоимость капитальных вложений приведена на момент актуализации схемы теплоснабжения, требует уточнения при следующей актуализации, а также на момент разработки проектно-сметной документации.

16.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и модернизации тепловых сетей и сооружений на них представлен в таблице 16.2.

Таблица 16.2 – Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и модернизации тепловых сетей и сооружений на них

№ п/п	Наименование мероприятий	Диаметр, мм	Протяженность (в однострубнои исчислении), м	Стоимость мероприятия в текущих ценах, тыс. руб.	Год проведения мероприятий
Мероприятия по капитальному ремонту (замене) тепловых сетей, отработавших сверх нормативного срока					
1	Капитальный ремонт (замена) участка тепловой сети «ТК-13 - ТК-14» 1994 г. прокладки, подземный канальный (котельная № 1 «Ровное»)	108	36	376	2027-2028
2	Капитальный ремонт (замена) участка тепловой сети «ТК-1 - ул. Молодежная, 8» 1983 г. прокладки, подземный канальный (котельная № 1 «Ровное»)	57	12	48	2027-2028
3	Капитальный ремонт (замена) участка тепловой сети «ТК-1 - ул. Молодежная, 6» 1993 г. прокладки, подземный канальный (котельная № 1 «Ровное»)	57	72	341	2027-2028
4	Капитальный ремонт (замена) участка тепловой сети «КТ-3 – КТ-4» 1989/2016 г. прокладки, подземный канальный (котельная № 2 «КНИ»)	219	104	1352	2027-2028
5	Капитальный ремонт (замена) участка тепловой сети «КТ-4 – КТ-5» 1989/2016 г. прокладки, подземный канальный (котельная № 2 «КНИ»)	159	76	842	2027-2028
6	Капитальный ремонт (замена) участка сети ГВС «ТК-1 – ГВС ул. Молодежная, 8» 1983 г. прокладки, циркуляционный трубопровод (котельная № 1 «Ровное»)	89	96	463	2027-2028
	Всего:	-	389	3422	-
Мероприятия по повышению надежности теплоснабжения потребителей и улучшению гидравлического режима тепловой сети (при строительстве новой котельной в 2028 г.)					
7	Реконструкция участка тепловой сети «насосная – точка Н1» (1988 год прокладки, надземный) с увеличением D_y (существующий $D_y = 250$ мм, рекомендуемый $D_y = 300$ мм)	300	604	10749	2028
8	Реконструкция участка тепловой сети «точка Н1 – узел 1» (1988 год прокладки, надземный) с увеличением D_y (существующий $D_y = 250$ мм, рекомендуемый $D_y = 300$ мм)	300	243	4217	2028
9	Реконструкция участка тепловой сети ТВ16а-1-ул. Гагарина, 5а (1992 год прокладки, подземный канальный) (здание администрации) с увеличением диаметра (существующий $D_y = 50$ мм, рекомендуемый $D_y = 70$ мм)	70	130	531	2028
10	Реконструкция участка тепловой сети ТК-9-Юбилейная, 10 (подземный канальный) с увеличением диаметра (существующий $D_y = 60$ мм, рекомендуемый $D_y = 80$ мм)	80	32	145	2028

Продолжение таблицы 16.2

№ п/п	Наименование мероприятий	Диаметр, мм	Протя- женность (в однотрубном исчислении), м	Стоимость мероприятия в текущих ценах, тыс. руб.	Год проведения мероприятий
11	Реконструкция участка тепловой сети ТК-9а-Юбилейная, 11 (2015 год прокладки, подземный канальный) с увеличением диаметра (существующий $D_v = 60$ мм, рекомендуемый $D_v = 80$ мм)	80	102	464	2028
12	Реконструкция участка тепловой сети ТК-20-ул. Гагарина, 2 с увеличением диаметра (существующий $D_y = 50$ мм, рекомендуемый $D_y = 60$ мм)	80	28	98	2028
13	Реконструкция участка тепловой сети Узел- ул. Гагарина, 1 с увеличением диаметра (существующий $D_y = 50$ мм, рекомендуемый $D_y = 60$ мм)	60	148	519	2028
14	Строительство нового участка трубо-провода, соединяющего тепловые сети двух существующих котельных № 1 и № 2 длиной 678 м (в двухтрубном исполнении) D_y 200 мм (с учетом строительства новой тепловой камеры КТ-10б)	219	1356	14435	2028
	Всего:	-	2643	34472	-
	Итого мероприятия по тепловым сетям в текущих ценах:	-	4322	55155	-
Оснащение потребителей АИТП (при строительстве новой котельной)					
14	Отказ от сетей ГВС, перевод 30 потреби-телей с наличием хозяйственно-бытового ГВС, запитанных существующей котельной № 1 «Ровное» на двухтрубную схему теплоснабжения с оборудованием АИТП, дополнительным теплообменником приготовления горячей воды, перевод всех потребителей на температурный график 95/70 со срезкой на ГВС (аналогично температурному графику существующей котельной № 2 «КНИ»)	-	-	105000	2028
	Всего по мероприятию по оснащению потребителей АИТП в текущих ценах:	-	-	105000	-

16.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих перевод открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

Мероприятия, обеспечивающие переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения, Схемой теплоснабжения не предусмотрены.

16.4. Сводная стоимость мероприятий, предусмотренных Схемой теплоснабжения

Оценка величины необходимых капитальных вложений в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей централизованной системы теплоснабжения Кузнечинского городского поселения приведена в таблице 12.2 п. 12.1 обосновывающих материалов схемы теплоснабжения.

Суммарная стоимость всех мероприятий схемы теплоснабжения в текущих ценах составит 479150 тыс. рублей, в прогнозных ценах на момент реализации – 527793 тыс. рублей.

Глава 17. Замечания и предложения к проекту актуализации схемы теплоснабжения

17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения

Замечания и предложения на момент разработки актуализированной схемы теплоснабжения отсутствуют.

(Будет заполнено по итогам проверки проекта актуализации схемы теплоснабжения.)

17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения

После устранения замечаний, разработчиком составляется акт согласования замечаний:

№ п/п	Наименование раздела	Замечания по актуализации	Комментарий заказчика
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			

17.3 Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

Перечень учтенных замечаний и предложений будет представлен в Акте согласования замечаний.

Глава 18. Сводный том изменений, выполненный в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

Настоящая Глава дополняет состав обосновывающих материалов к актуализированной на 2026 год схеме теплоснабжения, определенной Требованиями к схемам теплоснабжения и Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения. Глава включена в состав обосновывающих материалов с целью описания изменений и дополнений, выполненных в ходе актуализации схемы теплоснабжения.

18.1 Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения

В соответствии с Требованиями к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденными постановлением Правительства РФ № 154 от 22.02.2012 г., схема теплоснабжения поселения подлежит ежегодной актуализации.

Реестр изменений, внесенных в актуализированную схему теплоснабжения представлен в таблице 18.1.

Таблица 18.1 Реестр изменений, внесенных при актуализации схемы теплоснабжения в соответствии с Требованиями к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения

№ п/п	Номер пункта обосновывающих материалов	Статус, изменения, внесенные в актуализированную схему теплоснабжения
1	Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения	
2	1.1	Актуализирован.
3	1.2	Без изменений.
4	1.3	Актуализирована карта-схема тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии. Актуализированы параметры тепловых сетей.
5	1.4	Без изменений.
6	1.5	Актуализирован.
7	1.6	Актуализирован.
8	1.7	Актуализирован.
9	1.8	Актуализирован.
10	1.9	Актуализирован.
11	1.10	Актуализирован в связи со сменой теплоснабжающей организации.
12	1.11	Актуализирован. Доработана динамика тарифов на тепловую энергию в 2022 – 2026 гг. Актуализированы действующие на момент разработки Схемы теплоснабжения тарифы на тепловую энергию.
13	1.12	Актуализированы существующие проблемы в централизованной системе теплоснабжения поселения.
14	Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	
15	2.1	Актуализирован.

Продолжение таблицы 18.1

№ п/п	Номер пункта обосновывающих материалов	Статус, изменения, внесенные в актуализированную схему теплоснабжения
16	2.2	Актуализирован.
17	2.3	Актуализирован.
18	2.4	Актуализирован.
19	2.5	Актуализирован.
20	2.6	Актуализирован.
21	2.7	Актуализирован.
22	Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения	
23	3.1 – 3.11	Электронная гидравлическая модель системы централизованного теплоснабжения п.г.т. Кузнечное была актуализирована.
24	Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	
25	4.1	Актуализирован.
26	4.2	Актуализирован.
27	4.3	Актуализирован.
28	4.4	Актуализирован.
29	Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения	
30	5.1 – 5.5	Актуализированы.
31	Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	
32	6.1 – 6.7	Актуализированы.
33	Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	
34	7.1	Актуализирован.
35	7.2	Без изменений
36	7.3	Без изменений.
37	7.4	Актуализирован.
38	7.5	Без изменений.
39	7.6	Без изменений.
40	7.7	Без изменений.
41	7.8	Без изменений.
42	7.9	Без изменений.
43	7.10	Без изменений.
44	7.11	Актуализирован.
45	7.12	Актуализирован.
46	7.13	Актуализирован.
47	7.14	Актуализирован.
48	7.15	Без изменений.
49	7.16	Разработан.
50	7.17	Актуализирован.
51	Глава 8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей	
52	8.1 – 8.10	Актуализированы.
53	Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	
54	9.1 – 9.7	Актуализированы.
55	Глава 10. Перспективные топливные балансы	
56	10.1 – 10.7	Актуализированы.
57	Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения	
58	11.1 – 11.10	Актуализированы.
59	Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию	

Продолжение таблицы 18.1

№ п/п	Номер пункта обосновывающих материалов	Статус, изменения, внесенные в актуализированную схему теплоснабжения
60	12.1 – 12.5	Актуализированы.
61	Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения	
62	13.1 – 13.2	Актуализированы.
63	Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия	
64	14.1 – 14.4	Актуализированы.
65	Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций	
66	15.1 – 15.6	Актуализированы.
67	Глава 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения	
68	16.1 – 16.4	Актуализированы.
69	Глава 17. Замечания и предложения к проекту актуализации схемы теплоснабжения	
70	17.1 – 17.3	Актуализированы.
71	Глава 18. Сводный том изменений, выполненный в актуализированной схеме теплоснабжения	
72	18.1 – 18.2	Актуализированы.

18.2. Сведения о мероприятиях утвержденной схемы теплоснабжения, выполненных за период, прошедший с даты утверждения (актуализации) схемы теплоснабжения

За период 2018 – 2021 гг., I – II кв. 2022 г. выполнены следующие мероприятия на источниках тепловой энергии:

- восстановление обмуровки котлоагрегата ДКВр 6,5-13 на котельной № 1 «Ровное» (2018 год);
- ремонт мазутопровода и паропровода от мазутного хозяйства до котельной № 2 «КНИ» (2018 год);
- замена выработавшего свой технический ресурс котлоагрегата ДКВР 4/13 ст. № 2 с установкой нового энергосберегающего газоплотного напольного стального котлоагрегата LAVART 2.5SV 159/6 M100 на котельной № 2 «КНИ» (2020 год) (общая стоимость – 15 486, 495 тыс. рублей);
- замена выработавшего свой технический ресурс котлоагрегата Е-10-1,4 ГМ (ДЕ-10/14) с установкой нового котлоагрегата ДКВР 6,5/13 (зав. № 2108) на котельной № 1 «Ровное» (2021 год) (общая стоимость – 19236,3 тыс. рублей);
- ремонт кровли и отмостки зданий обеих котельных (общая стоимость – 5891,4 тыс. рублей).

В 2018 г., 2019 г., 2020 г. произведена модернизация участков тепловой сети:

- объект: «Замена участка тепловой сети и ГВС от ТК1 до ТК7 с врезками в дома д.9, 7, 5, 3 мкр. «Ровное» п.г.т. Кузнечное» (307 м.п., стоимость работ 11422,303 тыс. руб.);
- объект: «Замена тепловых сетей и ГВС по трем участкам в мкр. Ровное по следующим адресам: ул. Молодежная, ул. Пионерская, от ул. Пионерская до д.5 по ул. Ладожской с вводом в дома № 1 и 3 по ул. Пионерской» (общая протяженность по трем участкам составила 1812 м, стоимость работ 17 049 тыс. руб.);

– объект: «Замена тепловых сетей от ул. Приозерское шоссе 16 до д. № 4 по ул. Приозерское шоссе с врезками в д. № 4 и № 6, в спортивный клуб «Алмаз» (общая протяженность по трем участкам составила 990 м, стоимость работ составила: 7898,3 тыс. руб.).

Сведения о реализации мероприятий за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, приведены из отчетов главы администрации Кузнечинского городского поселения за 2018 – 2022 гг. (источник информации – Отчеты о социально-экономическом развитии муниципального образования Кузнечное за 2018 – 2021 годы, <http://kuznechnoe.lenobl.ru/>).

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1.

Постановление Администрации Кузнечнинского городского поселения от 02.03.2026 № 68 «Об определении единой теплоснабжающей организации на территории Кузнечнинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области»



Администрация
Кузнечнинское городское
поселение
Приозерский муниципальный район
Ленинградской области

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

ОТ « 02 » МАРТА 2026 ГОДА № _68_

Об определении единой
теплоснабжающей организации на
территории Кузнечнинского городского
поселения Приозерского муниципального
района Ленинградской области»

В соответствии с Федеральным законом от 06.10.2003 года № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», Федеральным законом от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Постановлением 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», Уставом Кузнечнинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области, с целью организации надежного теплоснабжения на территории Кузнечнинского городского поселения, на основании письма МП «ТеплоГарант» от 02.03.2026г., № б/н администрация Кузнечнинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Присвоить статус единой теплоснабжающей организации ООО «Энерго-Ресурс», осуществляющей теплоснабжение на территории Кузнечнинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области, отвечающей критериям, установленным пунктом 11 статьи 2 Федерального закона от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и пунктом 7 Постановления 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».

2. Определить, что зоной деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Энерго-Ресурс» является территория Кузнечнинского городского поселения, на которой располагаются централизованные системы теплоснабжения в соответствии с актуализированной и утверждённой Постановлением администрации № 202 от 08.08.2025г. схемой теплоснабжения поселения.

3. Единой теплоснабжающей организации ООО «Энерг-Ресурс», обеспечить:

3.1. Эксплуатацию централизованной системы теплоснабжения в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

3.2. Заключение с организациями, осуществляющими эксплуатацию объектов централизованной системы теплоснабжения, договоров, необходимых для обеспечения надежного и бесперебойного теплоснабжения в соответствии с требованиями действующего законодательства Российской Федерации.

4. Постановление администрации от 07.10.2024г. № 369 «О присвоении статуса единой теплоснабжающей организации в сфере теплоснабжения и определении зоны ее деятельности на территории муниципального образования Кузнечинское городское поселение муниципального образования Приозерский муниципальный район Ленинградской области» признать утратившим силу.

5. Опубликовать настоящее постановление в средствах массовой информации и на официальном сайте администрации Кузнечинского городского поселения Приозерского муниципального района Ленинградской области www.kuznechnoe.lenobl.ru.


6. Настоящее постановление вступает в силу с момента опубликования.

7. Контроль за исполнением настоящего постановления оставляю за собой.

Глава администрации

С.Н.Семенова

Приложение 2.
Протоколы испытаний качества исходной и сетевой воды источников
тепловой энергии п. г. т. Кузнечное



Государственное унитарное предприятие "Водоканал Ленинградской области"
(ГУП "Леноблводоканал")


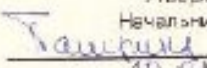
юридический адрес: 188800, Ленинградская область, Выборгский район, г. Выборг, ул. Куйбышева, д. 13;
фактический адрес: 191124, Санкт-Петербург, Синопская наб., д. 74, литер А
тел. 8(812)403-00-53; E-mail: info@vodokanal-fo.ru

Лаборатория контроля качества вод
(ЛККВ)

188760, Ленинградской область, г. Приозерск, шоссе Сортавальское, д. 22, здание производственного
блока с административным помещением и встроенной трансформаторной станцией, литер В
188760, Ленинградской область, г. Приозерск, ул. Бумажников, здание водочистой станции, литер А
тел. 8(813-75)-36-53; E-mail: laboratoriy2013@vindex.ru
адрес лаборатории

188760, Ленинградской область, г. Приозерск, шоссе Сортавальское, д. 22, здание производственного
блока с административным помещением и встроенной трансформаторной станцией, литер В
адрес места размещения оборудования лабораторной лаборатории

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.21AC37 дата внесения сведений 01.08.2017 г.

 Утверждаю
Начальник ЛККВ

10.01.2023 г. Патрина, Л. И.

Протокол № 06.01.23-х от 10.01.2023 г.

Наименование заказчика и его контактные данные: ГУП "Леноблводоканал", тел.: 8(812)-403-00-53
Адрес заказчика:
юридический адрес: 188800, Ленинградская область, Выборгский район, г. Выборг, ул. Куйбышева, д. 13
фактический адрес: 191124, Санкт-Петербург, Синопская наб., д. 74, литер А
Место отбора: пгт. Кузнечное, ВОС, выход из РЧВ
Акт отбора проб № 01.23-х от 09.01.2023 г.
Дата отбора: 09.01.2023 г. Дата доставки: 09.01.2023 г.
Дата проведения анализа: начало - 09.01.2023 г. окончание - 09.01.2023 г.
Наименование образца испытаний: вода питьевая
Вид источника водоснабжения: озеро Ладожское
Объем отобранной воды: 8,0 дм³ (полимерная и стеклянная посуда)
Цель исследований: соответствие СанПиН 1.2.3685-21, СанПиН 2.1.3684-21
Основание для исследований: Программа производственного контроля качества воды
Используемые средства измерений:
рН-метр "Эксперт-001-03", зав. № 4545 свид. о поверке № С-СП/13-09-2022/186455831, до 12.09.2023 г.;
весы ВЛ-224В, зав. № F88-122, свид. о поверке № С-СП/13-09-2022/197436090 до 12.09.2023 г.
спектрофотометр UNICO-S2100, зав. № А 0702013, св. о поверке № С-СП/13-09-2022/186455829
до 12.09.2023 г.
анализатор жидкости "Флюорат-02-3М" зав. № 1212, св. о пов. № С-СП/13-09-2022/186455835
до 12.09.2023 г.
Боретка с краном (50 см³) (2 класс)
Условия проведения исследований:
09.01.2023 г.: аналитическая комната № 1: температура 19,8 °С, давление 102,3 кПа

Протокол № 06.01.23-х
лист 1 из 2
Экземпляр № 1 из 1

№ п/п	Определяемые показатели	Ед. изм.	Результаты анализов		Нормативы 1.2.3885-21 не более	НД на методику исследования
			значение	погрешность $\pm \Delta$		
1	2	3	4	5	6	7
1	Водородный показатель (рН)	ед. рН	7,6	0,2	в пределах 6,5-8,5	ПНД Ф 14.1:2.3.4.121-97
2	Интенсивность запаха при 20°C	балл	2		2	ГОСТ Р 57154-2018
3	Интенсивность запаха при 60°C	балл	2		2	ГОСТ Р 57154-2018
4	Цветность	градус цветности	40	8	20	ГОСТ 31868-2012
5	Мутность (по формазину)	ЕМФ/дм³	1,2	0,2	2,6	ПНД Ф 14.1:2.4.213-2005
6	Перманганатная окисляемость (перманганатный индекс)	мгО/дм³	7,8	0,8	7	ПНД Ф 14.1:2.4.154-99
7	Массовая концентрация сухого остатка	мг/дм³	74	14	1000	ПНД Ф 14.1:2.4.114-97
8	Жесткость	°Ж	0,54	0,08	7,0	ГОСТ 31954-2012
9	Щелочность общая	моль/дм³	0,62	0,15	не нормир.	ПНД Ф 14.1:2.3.4.245-2007
10	Массовая концентрация нефтепродукты	мг/дм³	менее 0,05		0,1	ПНД Ф 14.1:2.4.128-98
11	Окисляемость бихроматная (химическое потребление кислорода) (ХПК)	мгО/дм³	19	5	15	ПНД Ф 14.1:2.4.190-2003
12	Массовая концентрация общего железа	мг/дм³	0,42	0,10	0,3	ПНД Ф 14.1:2.4.50-98
13	Массовая концентрация нитрат - ионов	мг/дм³	1,1	0,2	45,0	ПНД Ф 14.1:2.4.4-95
14	Массовая концентрация алюминия	мг/дм³	менее 0,06		0,2	ПНД Ф 14.1:2.4.166-2000
15	Хлор остаточный активный (суммарный)	мг/дм³	менее 0,30		1,2	ГОСТ 18190-72
16	Хлор остаточный активный (свободный)	мг/дм³	менее 0,30		в пределах 0,3-0,5	ГОСТ 18190-72

инженер-лаборант

Шуйская И.В.

Шуйская И.В.

- Согласно методикам исследований за результат исследований принимается среднее арифметическое значение результатов двух параллельных определений, за исключением: нефтепродукты.
- Результаты анализа распространяются на представленную пробу
- Перепечатка и копирование без разрешения ГУП "Леноблводоканал" запрещена

Протокол № 06.01.23-х
лист 2 из 2
Экземпляр № 1 из 1

Конец протокола № 06.01.23-х от 10.01.2023 г. в 1 экземпляре на 2 листах



Государственное унитарное предприятие "Водоканал Ленинградской области"
(ГУП "Леноблводоканал")

юридический адрес: 188800, Ленинградская область, Выборгский район, г. Выборг, ул. Куйбышева, д. 13;
фактический адрес: 191124, Санкт-Петербург, Синюхая наб., д. 74, литер А
тел 8(812)403-00-63; E-mail: info@vodokanal-fo.ru

Лаборатория контроля качества вод
(ЛККВ)

188760, Ленинградской области, г. Приозерск, шоссе Сортавальское, д. 22, здание производственного блока с административным помещением и встроенной трансформаторной станцией, литера В

188760, Ленинградской области, г. Приозерск, ул. Бумажников, здание подстанции, литера А
тел 8(813-79)-36-531. E-mail: laboratory2013@yandex.ru

адрес лаборатории

188760, Ленинградской области, г. Приозерск, шоссе Сортавальское, д. 22, здание производственного блока с административным помещением и встроенной трансформаторной станцией, литера В

адрес лаборатории

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.21AC37, дата внесения в реестр 01.08.2017 г.



Утверждаю
Начальник ЛККВ
Патрина Л.И.
2023 г.

Протокол № 196.01.23-х от 01.03.2023 г.

Наименование заказчика и его контактные данные: ГУП "Леноблводоканал", тел.: 8(812)-403-00-63

Адрес заказчика:

юридический адрес: 188800, Ленинградская область, Выборгский район, г. Выборг, ул. Куйбышева, д. 13

фактический адрес: 191124, Санкт-Петербург, Синюхая наб., д. 74, литер А

Место отбора проб: пгт. Кузнечное, ВОС, выход из РЧВ

Акт отбора проб № 38.23-х от 09.02.2023 г.

Дата отбора: 09.02.23 г.

Дата доставки: 09.02.23 г.

Дата проведения анализа: начало - 09.02.23 г.; окончание - 10.02.23 г.

Наименование образца испытаний: вода питьевая

Вид источника водоснабжения: озеро Ладожское

Объем отобранной воды: 3,5 дм³ (полимерная, стеклянная посуда)

Цель исследований: соответствие СанПиН 1.2.3585-21, СанПиН 2.1.3584-21

Основание для исследований: Программа производственного контроля качества воды

Используемые средства измерений:

pH-метр "Эксперт-001-03", зав. № 4545, свид. о поверке № С-СП/13-09-2022/186455831, до 12.09.2023 г.

спектрофотометр UNICO-S2100, зав. № А 0702013, св. о поверке № С-СП/13-09-2022/186455829

до 12.09.2023 г.

весы ВД-224В, зав. № F89-122, свид. о поверке № С-СП/13-09-2022/187436090 до 12.09.2023 г.

анализатор жидкости "Флюорат-02-3М" зав. № 1212, св. о пов. № С-СП/13-09-2022/186455836

до 12.09.2023 г.

Бюретка с крапом (50 см³) (2 класс)

Условия проведения исследований:

09.02.2023 г. аналитическая комната № 1: температура 20,7 °С, влажность 29,4 %, давление 102,1 кПа

аналитическая комната № 3: температура 20,6 °С, влажность 30,9 %

10.02.2023 г. аналитическая комната № 1: температура 20,9 °С, влажность 27,3 %, давление 99,8 кПа

Протокол № 196.01.23-х

лист 1 из 2

Экземпляр № 1 из 1

№ п/п	Определяемые показатели	Ед. изм.	Результаты анализа		Нормативы 1.2.3686-21 не более	НД на методы исследования
			значение	погрешность $\pm \Delta$		
1	2	3	4	5	6	7
1	Водородный показатель (рН)	ед. рН	7,1	0,2	в пределах 6,5-8,5	ПНД Ф 14.1.2.3-121-97
2	Интенсивность запаха при 20°C	балл	1		2	ГОСТ Р 57164-2016
3	Интенсивность запаха при 60°C	балл	1		2	ГОСТ Р 57164-2016
4	Перманганатная окисляемость (перманганатный индекс)	мг О ₂ /дм ³	8,8	0,7	7	ПНД Ф 14.1.2.4-154-99
5	Цветность	градус цветности	36	7	20	ГОСТ 31863-2012
6	Мутность (по формазину)	ЕМФУ/дм ³	1,0	0,2	2,8	ПНД Ф 14.1.2.4.213-2005
7	Массовая концентрация сухой остатка	мг/дм ³	83	16	1000	ПНД Ф 14.1.2.4.114-97
8	Жесткость	°Ж	0,46	0,07	7,0	ГОСТ 31964-2012
9	Массовая концентрация нефтепродукты	мг/дм ³	менее 0,05		0,1	ПНД Ф 14.1.2.4.128-98
10	Массовая концентрация общего железа	мг/дм ³	0,41	0,10	0,3	ПНД Ф 14.1.2.4.50-96
11	Массовая концентрация марганца	мг/дм ³	0,07	0,02	0,1	ПНД Ф 14.1.2.4.166-02
12	Сульфаты	мг/дм ³	10,0	2,0	500	ГОСТ 31840-2012, п. 6
13	Массовая концентрация хлорид-ионов	мг/дм ³	14,9	2,2	360,0	ПНД Ф 14.1.2.4.111-97

инженер-лаборант

Шуйская И.В.

Шуйская И.В.

- Согласно методикам исследований за результат исследований принимается среднее арифметическое значение результатов двух параллельных определений, за исключением: нефтепродукты
- Результаты анализа распространяются на представленную пробу
- Перепечатка и копирование без разрешения ГУП "Леноблаводоканал" запрещена

Протокол № 196.01.23-х
лист 2 из 2
Экземпляр № 1 из 1

Конец протокола № 196.01.23-х от 01.03.2023 г. в 1 экземпляре на 3 листах



Государственное унитарное предприятие "Водоканал Ленинградской области"
(ГУП "Леноблводоканал")

юридический адрес: 188300, Ленинградская область, Выборгский район, г. Выборг, ул. Куйбышева, д.13;

фактический адрес: 191124, Санкт-Петербург, Синопская наб., д. 74, литер А

тел 8(812)403-00-53; E-mail: info@vodokanal-lo.ru

Лаборатория контроля качества вод
(ЛККВ)

188760, Ленинградской области, г. Приозерск, шоссе Сортавальское, д. 22, здание производственного блока с административным помещением и встроенной трансформаторной станцией, литера В

188760, Ленинградской области, г. Приозерск, ул. Бумажникова, здания водосливной станции, литера А
тел 8(813-79)-36-531; E-mail: laboratoriy2013@yandex.ru

адрес лаборатории

188760, Ленинградской области, г. Приозерск, шоссе Сортавальское, д. 22, здание производственного блока с административным помещением и встроенной трансформаторной станцией, литера В

адрес места осуществления деятельности аналитической лаборатории



Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.21AC37 дата внесения сведений 01.08.2017 г.

Утверждаю
Начальник ЛККВ

Патринец Л.И.
15.08

Патринец Л.И.
2023 г.

Протокол № 475.01.23-х

от 15.08.2023 г.

Наименование заказчика и его контактные данные: ГУП "Леноблводоканал", тел.: 8(812)-403-00-53

Адрес заказчика:

юридический адрес: 188300, Ленинградская область, Выборгский район, г. Выборг, ул. Куйбышева, д.13

фактический адрес: 191124, Санкт-Петербург, Синопская наб., д. 74, литер А

Место отбора проб: пгт. Кузнечное, ВОС, выход из РЧВ, кран

Акт отбора проб № О-117.23-х от 11.07.2023 г.

Дата отбора: 11.07.23 г.

Дата доставки: 11.07.23 г.

Дата проведения анализа: начало - 11.07.23 г.; окончание - 12.07.23 г.

Наименование образца испытаний: вода питьевая

Вид источника водоснабжения: озеро Ладожское

Объем отобранной воды: 8,0 дм³ (полимерная, стеклянная посуда)

Цель исследований: соответствие СанПиН 1.2.3685-21, СанПиН 2.1.3684-21

Основание для исследований: Программа производственного контроля качества воды

Используемые средства измерений:

рН-метр "Эксперт-001-03", зав. № 4646 свид. о поверке № С-СП/13-09-2022/186455831, до 12.09.2023 г.;

спектрофотометр UNICO-S2100, зав. № А 0702013, св. о поверке № С-СП/13-09-2022/186455829
до 12.09.2023 г.

весы ВР-224В, зав. № F88-122, свид. о поверке № С-СП/13-09-2022/187436090 до 12.09.2023 г.

анализатор жидкости "Флюорат-02-3М" зав. № 1212, св. о пов. № С-СП/13-09-2022/186455835
до 12.09.2023 г.

Бюретка с краном (50 см³) (2 класс)

Условия проведения исследований:

11.07.2023 г. аналитическая комната № 1: температура 22,7 °С, влажность 41,5 %, давление 102,0 кПа

12.07.2023 г. аналитическая комната № 1: температура 23,1 °С, влажность 43 %, давление 101,4 кПа

Протокол № 475.01.23-х

лист 1 из 2

Экземпляр № 1 из 1

№ п/п	Определяемые показатели	Ед. изм.	Результаты анализов		Нормативы 1.2.3685-21 не более	НД на методы исследования
			значения	погрешность $\pm \Delta$		
1	2	3	4	5	6	7
1	Водородный показатель (рН)	ед. рН	7,4	0,2	в пределах 6,5-8,5	ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97
2	Интенсивность запаха при 20°C	балл	2		2	ГОСТ Р 57164-2016
3	Интенсивность запаха при 60°C	балл	2		2	ГОСТ Р 57164-2016
4	Перманганатная окисляемость (перманганатный индекс)	мг/дм³	6,8	0,7	7	ПНД Ф 14.1:2:4.164-99
5	Цветность	градус цветности	19	4	20	ГОСТ 31868-2012
6	Мутность (по формазину)	ЕМФ	менее 1,0		2,5	ПНД Ф 14.1:2:4.213-2005
7	Массовая концентрация сухого остатка	мг/дм³	100	19	1000	ПНД Ф 14.1:2:4.114-97
8	Жесткость	°Ж	0,50	0,08	7,0	ГОСТ 31954-2012
9	Массовая концентрация нефтепродукты	мг/дм³	менее 0,05		0,1	ПНД Ф 14.1:2:4.128-96
10	Массовая концентрация общего железа	мг/дм³	0,23	0,06	0,3	ПНД Ф 14.1:2:4.50-96
11	Массовая концентрация марганца	мг/дм³	менее 0,05		0,1	ПНД Ф 14.1:2:4.188-02
12	Массовая концентрация алюминия	мг/дм³	менее 0,08		0,2	ПНД Ф 14.1:2:4.166-2000
13	Массовая концентрация анионных поверхностно-активных веществ (АПАВ)	мг/дм³	менее 0,025		0,5	ПНД Ф 14.1:2:4.168-2000
14	Массовая концентрация нитрат - ионов	мг/дм³	1,2	0,2	45	ПНД Ф 14.1:2:4.4-95

инженер-лаборант

Шуйская И.В.

Шуйская И.В.

- Согласно методикам исследований за результат исследований принимается среднее арифметическое значение результатов двух параллельных определений, за исключением: нефтепродукты.
- Результаты анализа распространяются на представленную пробу
- Перепечатка и копирование без разрешения ГУП "Леноблводоканал" запрещена

Протокол № 475.01.23-х

лист 2 из 2

Экземпляр № 1 из 1

Конец протокола № 475.01.23-х от 15.08.2023 г. в 1 экземпляре на 2 листах



Государственное унитарное предприятие "Водоканал Ленинградской области"
(ГУП "Леноблводоканал")

юридический адрес: 188800, Ленинградская область, Выборгский район, г. Выборг, ул. Куйбышева, д.13;

фактический адрес: 191124, Санкт-Петербург, Синопская наб., д. 74, литер А

тел.8(812)403-00-53; E-mail: info@vodokanal-no.ru

Лаборатория контроля качества вод
(ЛККВ)

188780, Ленинградская область, г. Приозерск, шоссе Сортавальское, д. 22, здание производственного блока с административным помещением и встроенной трансформаторной станцией, литера В

188780, Ленинградская область, г. Приозерск, ул. Бумажников, здание водоочистой станции, литера А

тел.8(813-79)-36-531; E-mail: laboratriy2013@yandex.ru

адрес лаборатории

188780, Ленинградская область, г. Приозерск, шоссе Сортавальское, д. 22, здание производственного блока с административным помещением и встроенной трансформаторной станцией, литера В

адрес места осуществления деятельности испытательной лаборатории

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.21AC37 дата внесения сведений 01.09.2017 г.



Утверждаю

Начальник ЛККВ

Патрицея Л.И.

Патрицея Л.И.
2023 г.

Протокол № 588.01.23-х

от 01.09.2023 г.

Наименование заказчика и его контактные данные: ГУП "Леноблводоканал", тел.: 8(812)-403-00-53

Адрес заказчика:

юридический адрес: 188800, Ленинградская область, Выборгский район, г. Выборг, ул. Куйбышева, д.13

фактический адрес: 191124, Санкт-Петербург, Синопская наб., д. 74, литер А

Место отбора проб: п.т. Кузнецкое, ВОС, выход из РЧВ, кран

Акт отбора проб № О-141.23-х от 15.08.2023 г.

Дата отбора: 15.08.23 г.

Дата доставки: 15.08.23 г.

Дата проведения анализа: начало - 15.08.23 г.; окончание - 16.08.23 г.

Наименование образца испытаний: вода питьевая

Вид источника водоснабжения: озеро Ладожское

Объем отобранной воды: 6,0 дм³ (полимерная, стеклянная посуда)

Цель исследований: соответствие СанПиН 1.2.3685-21, СанПиН 2.1.3684-21

Основание для исследований: Программа производственного контроля качества воды

Используемые средства измерений:

pH-метр "Эксперт-001-03", зав. № 4545 свид. о поверке № С-СП/13-09-2022/186455831, до 12.09.2023 г.;

спектрофотометр UNICO-S2100, зав. № А.0702013, св. о поверке № С-СП/13-09-2022/186455829

до 12.09.2023 г.

весы ВЛ-224В, зав. № F88-122, свид. о поверке № С-СП/13-09-2022/187436090 до 12.09.2023 г.

анализатор жидкости "Флюорат-02-3М" зав. № 1212, св. о пов. № С-СП/13-09-2022/186455835

до 12.09.2023 г.

Бюретка с краном (50 см³) (2 класс)

Условия проведения исследований:

15.08.2023 г. аналитическая комната № 1: температура 24,9 °С, влажность 54 %, давление 102,1 кПа

16.08.2023 г. аналитическая комната № 1: температура 24,9 °С, влажность 49 %, давление 102,2 кПа

Протокол № 588.01.23-х

лист 1 из 2

Экземпляр № 1 из 1

№ п/п	Средственные показатели	Ед. изм.	Результаты анализов		Нормативы 1.2.3685-21 не более	НД на методы исследования
			значение	погрешность $\pm \Delta$		
1	2	3	4	5	6	7
1	Водородно-показатель (рН)	ед. рН	7,1	0,2	в пределах 6,5-8,5	ПНД Ф 14.1:2.3:4.121-97
2	Интенсивность запаха при 20°C	балл	1		2	ГОСТ Р 57164-2016
3	Интенсивность запаха при 60°C	балл	2		2	ГОСТ Р 57164-2016
4	Перманганатная окисляемость (перманганатный индекс)	мгО ₂ /дм ³	8,0	0,8	7	ПНД Ф 14.1:2.4.154-99
5	Цветность	градус цветности	22	4	20	ГОСТ 31868-2012
6	Мутность (по формозину)	ЕМФ	менее 1,0		2,6	ПНД Ф 14.1:2.4.213-2006
7	Массовая концентрация сухого остатка	мг/дм ³	114	22	1000	ПНД Ф 14.1:2.4.114-97
8	Жесткость	°Ж	0,64	0,10	7,0	ГОСТ 31964-2012
9	Массовая концентрация нефтепродукты	мг/дм ³	менее 0,06		0,1	ПНД Ф 14.1:2.4.128-98
10	Массовая концентрация общего железа	мг/дм ³	0,56	0,08	0,3	ПНД Ф 14.1:2.4.60-96
11	Массовая концентрация марганца	мг/дм ³	0,10	0,02	0,1	ПНД Ф 14.1:2.4.188-02
12	Массовая концентрация алюминия	мг/дм ³	менее 0,08		0,2	ПНД Ф 14.1:2.4.166-2000
13	Массовая концентрация аннионных поверхностно-активных веществ (АПАВ)	мг/дм ³	менее 0,025		0,5	ПНД Ф 14.1:2.4.158-2000
14	Массовая концентрация нитрат - ионов	мг/дм ³	1,1	0,2	45	ПНД Ф 14.1:2.4.4-95
15	Сульфаты (сульфат-ионы)	мг/дм ³	10,0	2,0	500	ГОСТ 31940-2012, п. 6

инженер-лаборант

Шуйская И.В.

Шуйская И.В.

- Согласно методикам исследований за результат исследований принимается среднее арифметическое значение результатов двух параллельных определений, за исключением нефтепродукты.
- Результаты анализа распространяются на представленную пробу
- Перепечатка и копирование без разрешения ГУП "Леноблводоканал" запрещено

Протокол № 588.01.23-х

лист 2 из 2

Экземпляр № 1 из 1

Конец протокола № 588.01.23-х от 01.09.2023 г. в 1 экземпляре на 2 листах



Государственное унитарное предприятие "Водоканал Ленинградской области"
(ГУП "Леноблводоканал")

юридический адрес: 188800, Ленинградская область, Выборгский район, г. Выборг, ул. Куйбышева, д.13;
фактический адрес: 191124, Санкт-Петербург, Синопская наб., д. 74, литер А
тел. 8(812)403-00-53; E-mail: info@vodokanal-lo.ru

Лаборатория контроля качества вод
(ЛККВ)

188786, Ленинградской области, г. Приозерск шоссе Сортавальское, д. 22, здание производственного
блока с административным помещением и встроенной трансформаторной станцией, литера В

188780, Ленинградской области, г. Приозерск ул. Бумажников, здание водочистой станции, литера А
тел. 8(813-79)-36-531; E-mail: laboratoriy2013@yandex.ru

адрес лаборатории

188780, Ленинградской области, г. Приозерск шоссе Сортавальское, д. 22, здание производственного
блока с административным помещением и встроенной трансформаторной станцией, литера В

адрес места осуществления деятельности исполняющей лабораторией

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.21AC37 дата внесения сведений 01.08.2017 г.



Утверждаю
Начальник ЛККВ

Патрица Л.И.
2023 г.

Протокол № 676.01.23-х от 15.09.2023 г.

Наименование заказчика и его контактные данные: ГУП "Леноблводоканал", тел.: 8(812)-403-00-53

Адрес заказчика:

юридический адрес: 188800, Ленинградская область, Выборгский район, г. Выборг, ул. Куйбышева, д.13

фактический адрес: 191124, Санкт-Петербург, Синопская наб., д. 74, литер А

Место отбора проб: пгт. Кузнечное, ВОС, выход из РЧВ, кран

Акт отбора проб № С-157.23-х от 11.09.2023 г.

Дата отбора: 11.09.23 г.

Дата доставки: 11.09.23 г.

Дата проведения анализа: начало - 11.09.23 г.; окончание - 12.09.23 г.

Наименование образца испытаний: вода питьевая

Вид источника водоснабжения: озеро Ладожское

Объем отобранной воды: 3,0 дм³ (полимерная, стеклянная посуда)

Цель исследований: соответствие СанПиН 1.2.3685-21, СанПиН 2.1.3684-21

Основание для исследований: Программа производственного контроля качества воды

Используемые средства измерений:

pH-метр "Эксперт-001-03", зав. № 4545 свд. о поверке № С-СП/13-09-2022/186456831, до 12.09.2023 г.

спектрофотометр UNICO-S2100, зав. № А 0702013, св. о поверке № С-СП/13-09-2022/186456829

до 12.09.2023 г.

весы ВЛ-224В, зав. № F8B-122, свд. о поверке № С-СП/13-09-2022/187438090 до 12.09.2023 г.

Бюретка с краном (50 см³) (2 класс)

Условия проведения исследований:

11.09.2023 г. аналитическая комната № 1: температура 21,5 °С, влажность 48 %, давление 101,6 кПа

12.09.2023 г. аналитическая комната № 1: температура 23,6 °С, влажность 62 %, давление 101,3 кПа

Протокол № 676.01.23-х

лист 1 из 2

Экземпляр № 1 из 1

№ п/п	Определяемые показатели	Ед. изм.	Результаты анализов		Нормативы 1,2.3685-21 не более	НД на методы исследования
			значение	погрешность $\pm \Delta$		
1	2	3	4	5	6	7
1	Водородн. показатель (рН)	ед.рН	7,4	0,2	в пределах 8,5-8,5	ПНД Ф 14.1:2.3:4.121-97
2	Интенсивность запаха при 20°C	балл	1		2	ГОСТ Р 57164-2016
3	Интенсивность запаха при 60°C	балл	1		2	ГОСТ Р 57164-2016
4	Перманганатная окисляемость (перманганатный индекс)	мгО/дм³	6,7	0,7	7	ПНД Ф 14.1:2.4.154-99
5	Цветность	градус цветности	23	5	20	ГОСТ 31858-2012
6	Мутность (по формазину)	ЕМВ	менее 1,0		2,6	ПНД Ф 14.1:2.4.213-2005
7	Массовая концентрация сухого остатка	мг/дм³	136	26	1000	ПНД Ф 14.12:4.114-97
8	Жесткость	°Ж	0,78	0,12	7,0	ГОСТ 31854-2012
9	Хлор остаточный активный (суммарный)	мг/дм³	менее 0,30		1,2	ГОСТ 18190-72
10	Хлор остаточный активный (свободный)	мг/дм³	менее 0,30		в пределах 0,3-0,5	ГОСТ 18190-72

инженер-лаборант

Шуйская И.Б.

Шуйская И.Б.

- Согласно методикам исследований за результат исследований принимается среднее арифметическое значение результатов двух параллельных определений, за исключением нефтепродукты.
- Результаты анализа распространяются на представленную пробу
- Перепечатка и копирование без разрешения ГУП "Леноблводоканал" запрещена

Протокол № 676.01.23-х

лист 2 из 2

Экземпляр № 1 из 1

Конец протокола № 676.01.23 х от 16.09.2023 г. в 1 экземпляре на 2 листах



Государственное унитарное предприятие "Водоканал Ленинградской области"
(ГУП "Леноблводоканал")

юридический адрес: 188800, Ленинградская область, Выборгский район, г. Выборг, ул. Куйбышева, д.13;
фактический адрес: 191124, Санкт-Петербург, Синопская наб., д. 74, литер А
тел.8(812)403-00-53; E-mail: info@vodokanal-lo.ru

Лаборатория контроля качества вод
(ЛККВ)

188760, Ленинградская область, г. Приозерск, шоссе Сортавальское, д. 22, здание производственного
блока с административным помещением и встроенной трансформаторной станцией, литера В
188760, Ленинградская область, г. Приозерск, ул. Бумажников, здание водочистой станции, литера А
тел.8(813-79)-36-631; E-mail: laboratoriy2013@yandex.ru
адрес лаборатории

188760, Ленинградская область, г. Приозерск, шоссе Сортавальское, д. 22, здание производственного
блока с административным помещением и встроенной трансформаторной станцией, литера В
адреса места осуществления деятельности аккредитованной лаборатории

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.21AC37 дата внесения сведений 01.08.2017 г.



м.п.

Утверждаю

Начальник ЛККВ

Патрина Л. И.
17.10

Патрина Л. И.
2023 г.

Протокол № 791.01.23-х

от 17.10.2023 г.

Наименование заказчика и его контактные данные: ГУП "Леноблводоканал", тел.: 8(812)-403-00-53

Адрес заказчика:

юридический адрес: 188800, Ленинградская область, Выборгский район, г. Выборг, ул. Куйбышева, д.13

фактический адрес: 191124, Санкт-Петербург, Синопская наб., д. 74, литер А

Место отбора проб: пгт. Кузнечное, ВОС, выход из РЧВ, кран

Акт отбора проб № О-174.23-х от 10.10.2023 г.

Дата отбора: 10.10.23 г.

Дата доставки: 10.10.23 г.

Дата проведения анализа: начало - 10.10.23 г.; окончание - 11.10.23 г.

Наименование образца испытаний: вода питьевая

Вид источника водоснабжения: скважина Ладожское

Объем отобранной воды: 3,0 дм³ (полимерная, стеклянная посуда)

Цель исследований: соответствие СанПиН 1.2.3685-21; СанПиН 2.1.3684-21

Основание для исследований: Программа производственного контроля качества воды

Используемые средства измерений:

pH-метр "Оксерт-001-03", зав. № 4545 свд. о поверке № С-СП/13-09-2023/277679041, до 12.09.2024 г.;

спектрофотометр UNICO-S2100, зав. № А 0702013, св. о поверке № С-СП/22-08-2023/286370022

до 21.06.2024 г.;

весы ВЛ-224В, зав. № F88-122, свд. о поверке № С-СП/13-09-2023/277928527 до 12.09.2024 г.;

анализатор жидкости "Флюорат-02-3М" зав. № 1212, св. о пов. № С-СП/13-08-2023/277679036

до 12.09.2024 г.;

Бюретка с краном (50 см³) (2 класс).

Условия проведения исследований:

10.10.2023 г: аналитическая комната № 1: температура 19,5 °С, влажность 58 %, давление 101,4 кПа

11.10.2023 г: аналитическая комната № 1: температура 21,3 °С, влажность 56 %, давление 100,0 кПа

Протокол № 791.01.23-х

лист 1 из 2

Экземпляр № 1 из 1

№ п/п	Определяемые показатели	Ед. изм.	Результаты анализов		Нормативы 1,2,3085-21 не более	НД на методы исследования
			значение	погрешность $\pm \Delta$		
1	2	3	4	5	6	7
1	Водород-показатель (pH)	ед. pH	7,4	0,2	в пределах 6,5-8,5	ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97
2	Интенсивность запаха при 20°C	балл	1		2	ГОСТ Р 57164-2016
3	Интенсивность запаха при 60°C	балл	2		2	ГОСТ Р 57164-2016
4	Перманганатная окисляемость (перманганатный индекс)	мг/дм³	7,5	0,8	7	ПНД Ф 14.1:2:4.154-09
5	Цветность	градус цветности	27	5	20	ГОСТ 31868-2012
6	Мутность (по формазину)	ЕМФ	менее 1,0		2,6	ПНД Ф 14.1:2:4.213-2005
7	Массовая концентрация сухого остатка	мг/дм³	191	36	1000	ПНД Ф 14.1:2:4.114-97
8	Жесткость	°Ж	0,90	0,14	7,0	ГОСТ 31864-2012
9	Массовая концентрация нефтепродукты	мг/дм³	менее 0,05		0,1	ПНД Ф 14.1:2:4.128-98
10	Массовая концентрация общего железа	мг/дм³	0,27	0,06	0,3	ПНД Ф 14.1:2:4.50-98
11	Массовая концентрация марганца	мг/дм³	менее 0,05		0,1	ПНД Ф 14.1:2:4.188-02
12	Массовая концентрация алюминия	мг/дм³	менее 0,08		0,2	ПНД Ф 14.1:2:4.166-2000
13	Массовая концентрация анионных поверхностно- активных веществ (АПАВ)	мг/дм³	менее 0,025		0,5	ПНД Ф 14.1:2:4.158-2000
14	Массовая концентрация нитрат - ионов	мг/дм³	1,6	0,3	46	ПНД Ф 14.1:2:4.4-95

инженер-лаборант

И. В. Шуйская

Шуйская И. В.

- Согласно методикам исследований за результат исследований принимается среднее арифметическое значение результатов двух параллельных определений, за исключением: нефтепродукты.
- Результаты анализа распространяются на представленную пробу
- Перепечатка и копирование без разрешения ГУП "Леноблводоканал" запрещена.

Протокол № 791.01.23-х

лист 2 из 2

Экземпляр № 1 из 1

Конец протокола № 791.01.23-х от 17.10.2023 г. в 1 экземпляре на 2 листах

Приложение 3 Схема тепловых сетей системы централизованного теплоснабжения п.г.т. Кузнечное (существующие и перспективная)

Схема тепловых сетей от котельной № 1 «Ровное» (существующая)



Схема тепловых сетей от котельной № 2 «КНИ» (существующая)



Схема тепловых сетей п.г.т. Кузнечное (резервная перемычка, вариант 2)

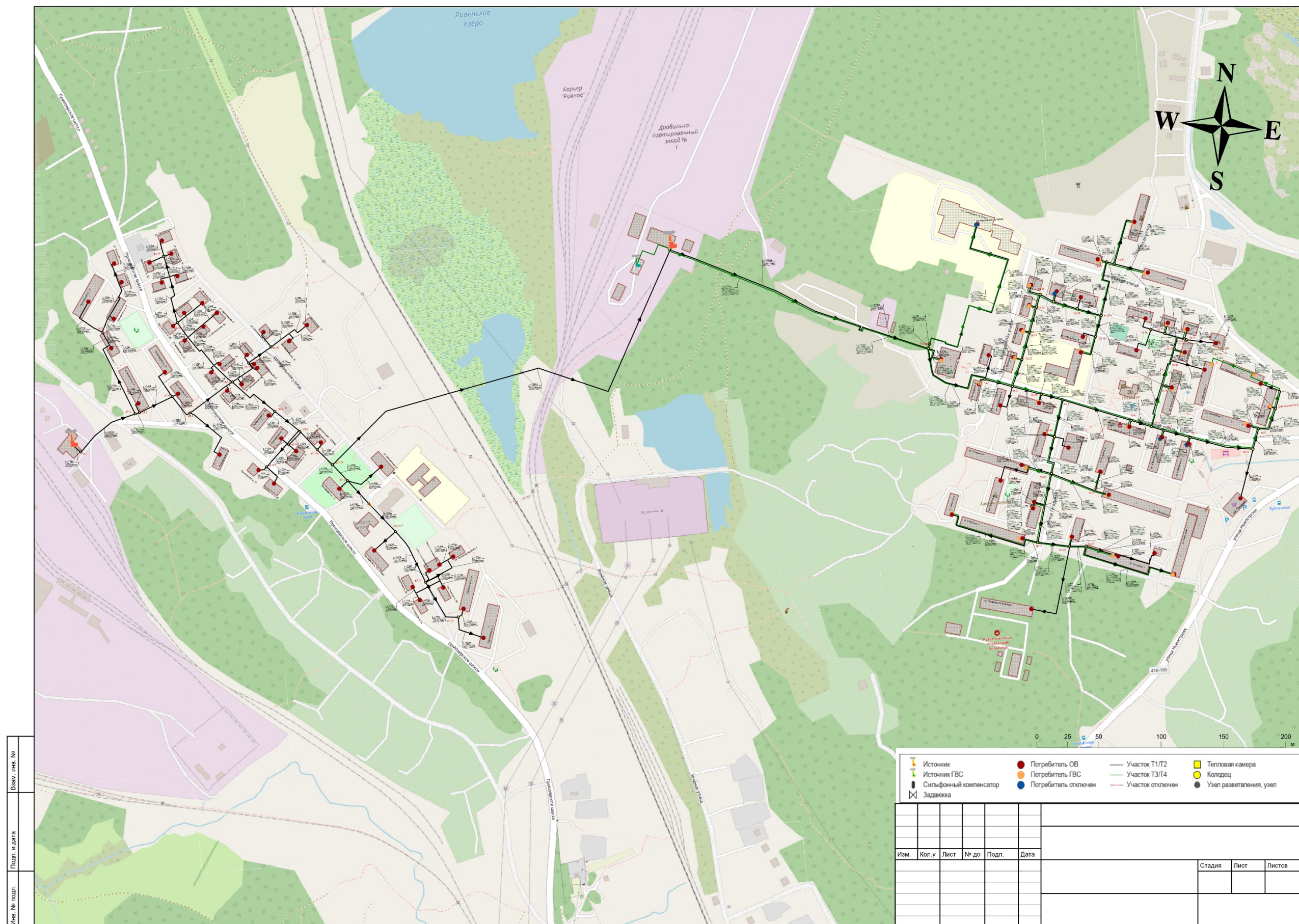


Схема тепловых сетей п.г.т. Кузнечное (перспективная) (выбранный вариант развития системы теплоснабжения)

