



**Актуализация
Схемы теплоснабжения
Новосветского сельского поселения
на 2025 год
Обосновывающие материалы**

Санкт-Петербург

2024 год



ЗАКАЗЧИК:

Заместитель главы администрации
Гатчинского муниципального района по
жилищно-коммунальному и городскому
хозяйству - председатель комитета жилищно-
коммунального хозяйства

_____ А.А. Супренок

«__» _____ 2024 г.

ИСПОЛНИТЕЛЬ:

Генеральный директор
ООО «Научно-технический центр
«Гипроград»

_____ Ф.Н. Газизов

«__» _____ 2024 г.

Актуализация
Схемы теплоснабжения
Новосветского сельского поселения
на 2025 год
Обосновывающие материалы

Санкт-Петербург

2024 год

СОДЕРЖАНИЕ

Определения	12
Перечень принятых обозначений	15
Введение.....	16
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.....	18
1.1. Функциональная структура теплоснабжения.....	18
1.1.1. Функциональная структура теплоснабжения зонах действия производственных котельных	18
1.1.2. Функциональная структура теплоснабжения зонах действия индивидуального теплоснабжения	19
1.2. Источники тепловой энергии.....	20
1.2.1. Котельная №2 поселок Новый Свет	20
1.2.2. Котельная №3 п. Торфяное	25
1.2.3. Котельная №29 пос. Пригородный.....	30
1.2.4. Котельная №49 пос. Пригородный.....	35
1.2.5. Котельная №54 пос. Пригородный.....	39
1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	44
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии	44
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	45
1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки.....	52
1.3.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях ...	66
1.3.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов	66
1.3.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	66
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	70
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.....	71
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей	72
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно- восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей	72
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	72
1.3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	72
1.3.13. Нормативы технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения – плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	78
1.3.14. Фактические потери тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.....	80
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	80
1.3.16. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям	80
1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям.....	81
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	81
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	82
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	82

1.3.21.	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	82
1.3.22.	Данные энергетических характеристик тепловых сетей	83
1.4.	Зоны действия источников тепловой энергии	83
1.5.	Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии	88
1.5.1.	Значение спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии	88
1.5.2.	Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	91
1.5.3.	Случаи и условия применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	93
1.5.4.	Величина потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	93
1.5.5.	Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	94
1.5.6.	Сравнение величин договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии	96
1.6.	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки	98
1.6.1.	Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения	98
1.6.2.	Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения	99
1.6.3.	Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя	100
1.6.4.	Причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения	100
1.6.5.	Резервы 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.	101
1.7.	Балансы теплоносителя	102
1.7.1.	Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть	102
1.7.2.	Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	104
1.8.	Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	106
1.8.1.	Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	106
1.8.2.	Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями	107
1.8.3.	Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки	107
1.8.4.	Использование местных видов топлива	107
1.8.5.	Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	108
1.8.6.	Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	108
1.8.7.	Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения,	

городского округа	108
1.9. Надежность теплоснабжения	108
1.9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....	108
1.9.2. Частота отключений потребителей	109
1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения.....	109
1.9.4. Карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения	109
1.9.5. Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора.....	109
1.9.6. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении.....	109
1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций....	109
1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	111
1.11.1. Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет	111
1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	113
1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.....	114
1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	114
1.11.5. Динамика предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет	115
1.11.6. Средневзвешенный уровень сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения	115
1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа.....	115
1.12.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения	115
1.12.2. Существующие проблемы организации надежного теплоснабжения	115
1.12.3. Существующие проблемы развития системы теплоснабжения	116
1.12.4. Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	116
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	116
1.13. Экологическая безопасность теплоснабжения.....	116
1.13.1. Электронную карту территории поселения, городского округа, города федерального значения с размещением на ней всех существующих объектов теплоснабжения	116
1.13.2. Описание фоновых или сводных расчетов концентраций загрязняющих веществ на территории поселения, городского округа, города федерального значения.....	117
1.13.3. Описание характеристик и объемов сжигаемых видов топлив на каждом объекте теплоснабжения в соответствии с частью 8 главы 1 требований к схемам	118
1.13.4. Описание технических характеристик котлоагрегатов в соответствии с частью 2 главы 1 требований к схемам, с добавлением описания технических характеристик дымовых труб и устройств очистки продуктов сгорания от вредных выбросов	119
1.13.5. Описание валовых и максимальных разовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на каждом источнике тепловой энергии (мощности), включая двуокись серы, окись углерода, оксиды азота, бенз(а)пирен, мазутную золу в пересчете на ванадий, твердые частицы	120
1.13.6. Описание результатов расчетов средних за год концентраций вредных (загрязняющих) веществ в приземном слое атмосферного воздуха от объектов теплоснабжения	121
1.13.7. Описание результатов расчетов максимальных разовых концентраций вредных (загрязняющих) веществ в приземном слое атмосферного воздуха от объектов теплоснабжения	

1.13.8. Данные расчетов рассеивания вредных (загрязняющих) веществ от существующих объектов теплоснабжения, представленные на карте-схеме поселения, городского округа, города федерального значения	122
Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	123
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения	123
2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий на каждом этапе	124
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	127
2.4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....	130
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	142
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 и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии.....	142
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа.....	143
3.1. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе с полным топологическим описанием связности объектов	144
3.2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения	145
3.3. Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное.....	155
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	158
3.5. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии	159
3.6. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку	161
3.7. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя	161
3.8. Расчет показателей надежности теплоснабжения.....	162
3.9. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения.....	163
3.10. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей	164
Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	167
4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.....	167
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	173

4.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей	180
Глава 5. Мастер план развития систем теплоснабжения	181
5.1. Варианты перспективного развития систем теплоснабжения поселения.....	181
5.2. Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения.....	183
5.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения 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.....	183
Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	185
6.1. Расчетная величина нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии	185
6.2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с исполнением открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения	185
6.3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов.....	186
6.4. Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии	186
6.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития систем теплоснабжения	186
Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии.....	189
7.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.....	190
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	194
7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	194
7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, а также востребованность электрической энергии (мощности), вырабатываемой генерирующим оборудованием источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на оптовом рынке электрической энергии и мощности на срок действия схемы теплоснабжения.....	195
7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	195
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	196
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	196
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	197
7.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	197
7.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии	197
7.11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями	197
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	198
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	202
7.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах	202
7.15. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения	202
7.16. Обоснование предложений по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии, направленных на повышение надежности систем теплоснабжения, в том числе на резервирование источников тепловой энергии и (или) оборудования источников тепловой энергии в целях обеспечения надежности теплоснабжения в соответствии с критериями надежности теплоснабжения потребителей с учетом климатических условий	203
Глава 8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей	204
8.1. Реконструкция и (или) модернизация, строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности	204
8.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	204
8.3. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности	205
8.4. Строительство, реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	205
8.5. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	205
8.6. Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	206
8.7. Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса	208
8.8. Строительство, реконструкция и (или) модернизация насосных станций	208
8.9. Предложения по организации закрытой схемы теплоснабжения	209
Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	210
9.1. Техничко–экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения	210
Организация индивидуальных тепловых пунктов	211
Строительство центральных тепловых пунктов	215
Организация четырехтрубной системы централизованного теплоснабжения	218
Преимущества и недостатки выбора ИТП, ЦТП и четырехтрубной системы	218
9.2. Обоснование и пересмотр графика температур теплоносителя и его расхода в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения)	221
9.3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой	

энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения	222
9.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения.....	223
9.5. Оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения	224
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.....	226
Глава 10. Перспективные топливные балансы.....	227
10.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа	227
10.2. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива	233
10.3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива.....	233
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, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	233
10.5. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	233
10.6. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа	233
Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения	234
11.1. Методы и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения	243
11.2. Методы и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей, среднее время восстановления отказавших участков тепловой сети в каждой системе теплоснабжения	248
11.3. Результаты оценки вероятности отказа и безотказной работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.....	253
11.4. Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки	260
11.5. Результат оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии	265
11.6. Результаты оценки вероятности аварийных ситуаций в системах теплоснабжения (потенциальных угроз)	270
11.7. Результаты расчетов гидравлических режимов тепловых сетей в условиях аварийных ситуаций в системах теплоснабжения, последствия которых указаны в подпункте 11.6 настоящего пункта, и расчетов гидравлических режимов тепловых сетей по результатам реализации следующих предложений	271
11.7.2. Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования.....	273
11.7.3. Установка резервного оборудования	273
11.7.4. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть.....	273
11.7.5. Резервирование тепловых сетей смежных районов	273
11.7.6. Устройство резервных насосных станций	274
11.7.7. Установка баков-аккумуляторов	274

Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию.....	276
12.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей 276	
12.1.1. Мероприятия по источникам тепловой энергии Котельная №2 пос. Новый Свет введена в эксплуатацию в 2016 году. Источник работает в водогрейном режиме и в настоящее время, с учетом проведения ежегодных текущих ремонтов, не требует реконструкции. Необходимость проведения мероприятий на котельной будет определена при последующих актуализациях схемы теплоснабжения.	276
12.1.2. Мероприятия по тепловым сетям	279
12.1.3. Мероприятия по переводу потребителей систем ГВС на закрытую схему	286
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	286
12.3. Оценка экономической эффективности инвестиций	292
12.3.1. Инвестиции в мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей, расходы на реализацию которых покрываются за счет ежегодных амортизационных отчислений	292
12.3.2. Инвестиции, обеспечивающие финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению, направленные на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения	293
12.4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения.....	294
12.4.1. Основные принципы расчета ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения	294
12.4.2. Исходные данные для расчета ценовых последствий для потребителей	295
12.4.3. Производственная программа	296
12.4.4. Производственные издержки на источниках тепловой энергии	296
12.4.5. Производственные издержки по тепловым сетям.....	297
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения	300
Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия	302
14.1. Тарифно-балансовые расчеты модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.....	302
14.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации	302
14.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей	302
Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций	304
15.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения	304
15.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации.....	304
15.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организацией	305
15.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданных в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения, на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации	305
15.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации.....	306
Глава 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения	307
16.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	307
16.2. Перечень мероприятий строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них	309
16.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения, на закрытые системы горячего водоснабжения	311
Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	312

17.1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения.....	312
17.2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения	312
17.3. Перечень учтенных замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.....	312
Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	313

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей работе применяются следующие термины с соответствующими определениями:

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

Термины	Определения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория поселения, городского округа, города федерального значения 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 актам ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям и для обеспечения собственных и хозяйственных нужд теплоснабжающей организации в отношении данного источника тепловой энергии
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемых 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 теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии
Теплосетевые объекты	Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплopotребляющих 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
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
Расчетная тепловая нагрузка	Тепловая нагрузка, определяемая на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период, предшествующий началу разработки схемы теплоснабжения, приведенная в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения к расчетной температуре наружного воздуха
Базовый период актуализации	Год, предшествующий году, в котором подлежит утверждению актуализированная схема теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

Термины	Определения
Энергетические характеристики тепловых сетей	Показатели, характеризующие энергетическую эффективность передачи тепловой энергии по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии, расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, расход теплоносителя на передачу тепловой энергии, потери теплоносителя, температуру теплоносителя
Топливный баланс	Документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия необходимых для функционирования системы теплоснабжения поставок топлива различных видов и их потребления источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения, устанавливающий распределение топлива различных видов между источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения и позволяющий определить эффективность использования топлива при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии
Материальная характеристика тепловой сети	Сумма произведений значений наружных диаметров трубопроводов отдельных участков тепловой сети и длины этих участков
Удельная материальная характеристика тепловой сети	Отношение материальной характеристики тепловой сети к тепловой нагрузке потребителей, присоединенных к этой тепловой сети
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки	Отношение тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии к площади территории, на которой располагаются объекты потребления тепловой энергии указанных потребителей, определяемое для каждого расчетного элемента территориального деления, зоны действия каждого источника тепловой энергии, каждой системы теплоснабжения и в целом по поселению, городскому округу, городу федерального значения в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

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

ВВЕДЕНИЕ

Актуализация схемы теплоснабжения Новосветского сельского поселения выполнена на основании Технического задания к муниципальному контракту № 39/24 от 21.03.2024 г.

Проект схемы теплоснабжения Новосветского сельского поселения на перспективу до 2035 г. разработан в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых актов.

Состав и структура схемы теплоснабжения удовлетворяют требованиям Федерального закона Российской Федерации от 27 июля 2010г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (с изменениями и дополнениями) и требованиям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановления Правительства Российской Федерации от 16.03.2019 № 276).

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

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

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

Схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации в отношении следующих данных:

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

действия в другую в период, на который распределяются нагрузки;

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

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

1.1. Функциональная структура теплоснабжения

Новосветское сельское поселение – муниципальное образование на юго-востоке Гатчинского района Ленинградской области. Административный центр – посёлок Новый Свет. Общая численность населения на 01.01.2024 составляет 9768 человек. На территории поселения находятся 7 населённых пунктов: 3 посёлка и 4 деревни.

1.1.1. Функциональная структура теплоснабжения зонах действия производственных котельных

На территории Новосветского сельского поселения расположено пять систем централизованного теплоснабжения.

Централизованное теплоснабжение осуществляется от источников:

- в пос. Новый Свет – от котельных №2;
- в пос. Торфяное – от котельной №3;
- в пос. Пригородный – от котельных №29, №49 и №54.

В границах Новосветского сельского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет акционерное общество «Коммунальные системы Гатчинского района».

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

АО «Коммунальные системы Гатчинского района» реализуют полученную энергию непосредственно потребителям в пределах систем теплоснабжения котельных.

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

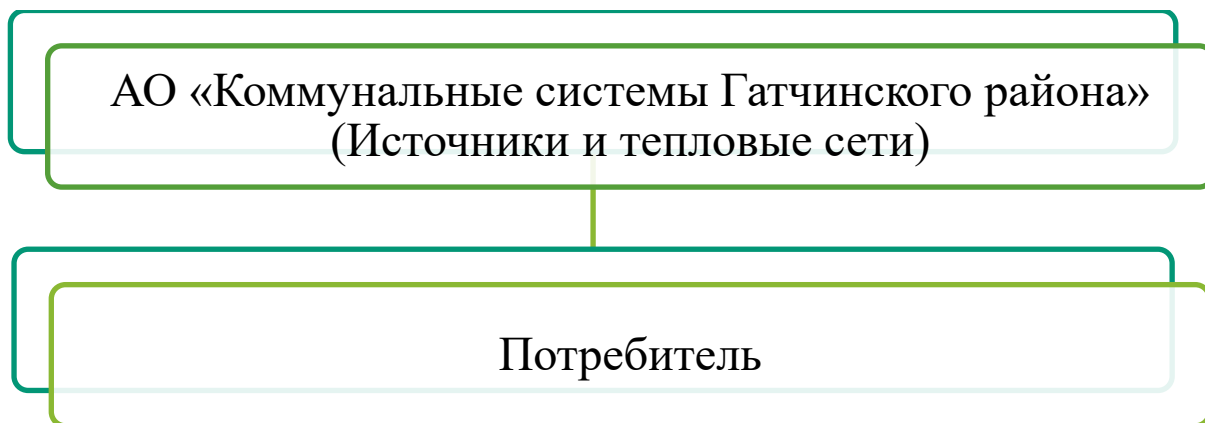


Рисунок 1.1. Структура договорных отношений

1.1.2. Функциональная структура теплоснабжения зонах действия индивидуального теплоснабжения

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

1.2. Источники тепловой энергии

1.2.1. Котельная №2 поселок Новый Свет

1.2.1.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

Котельная была введена в эксплуатацию 01.10.2016 года.

На котельной №2 установлено 3 водогрейных котла ТТ 100-8000 суммарной установленной мощностью 24 МВт (20,6 Гкал/час).

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Технические характеристики котельного оборудования котельной №2 пос. Новый Свет

№ котла	1	2	3
Марка котла	ТТ 100-8000	ТТ 100-8000	ТТ 100-8000
Год ввода в эксплуатацию	2016	2016	2016
Теплопроизводительность, МВт	8,0	8,0	8,0
Теплопроизводительность, Гкал/час	6,9	6,9	6,9
Максимальное избыточное давление воды, МПа	0,6	0,6	0,6
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	60	60	60
Максимальная температура воды на выходе из котла, °С	115	115	115
Объем топки, м ³	6,6	6,6	6,6
Водяной объем котла, м ³	9,6	9,6	9,6

1.2.1.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии

На котельной установлено три водогрейных котла ТТ 100-8000 производительностью 8,0 МВт (6,9 Гкал/час). Установленная мощность котельной составляет 24 МВт (20,6 Гкал/час).

1.2.1.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной составляет 24 МВт (20,6 Гкал/час).

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

Потребление тепловой мощности котельной №2 на собственные нужды составляет 0,278 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 20,322 Гкал/час.

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

Котельная была построена в 2016 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 2016 года.

1.2.1.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

На котельной №2 установлено 3 водогрейных котла ТТ 100-8000.

Тепловая схема котельной с помощью теплообменников разделяется на три независимых контура: котловой контур, контур системы отопления и контур системы горячего водоснабжения. Система теплоснабжения котельной - четырехтрубная.

Тепловая схема котельной представлена на рисунке 1.2.

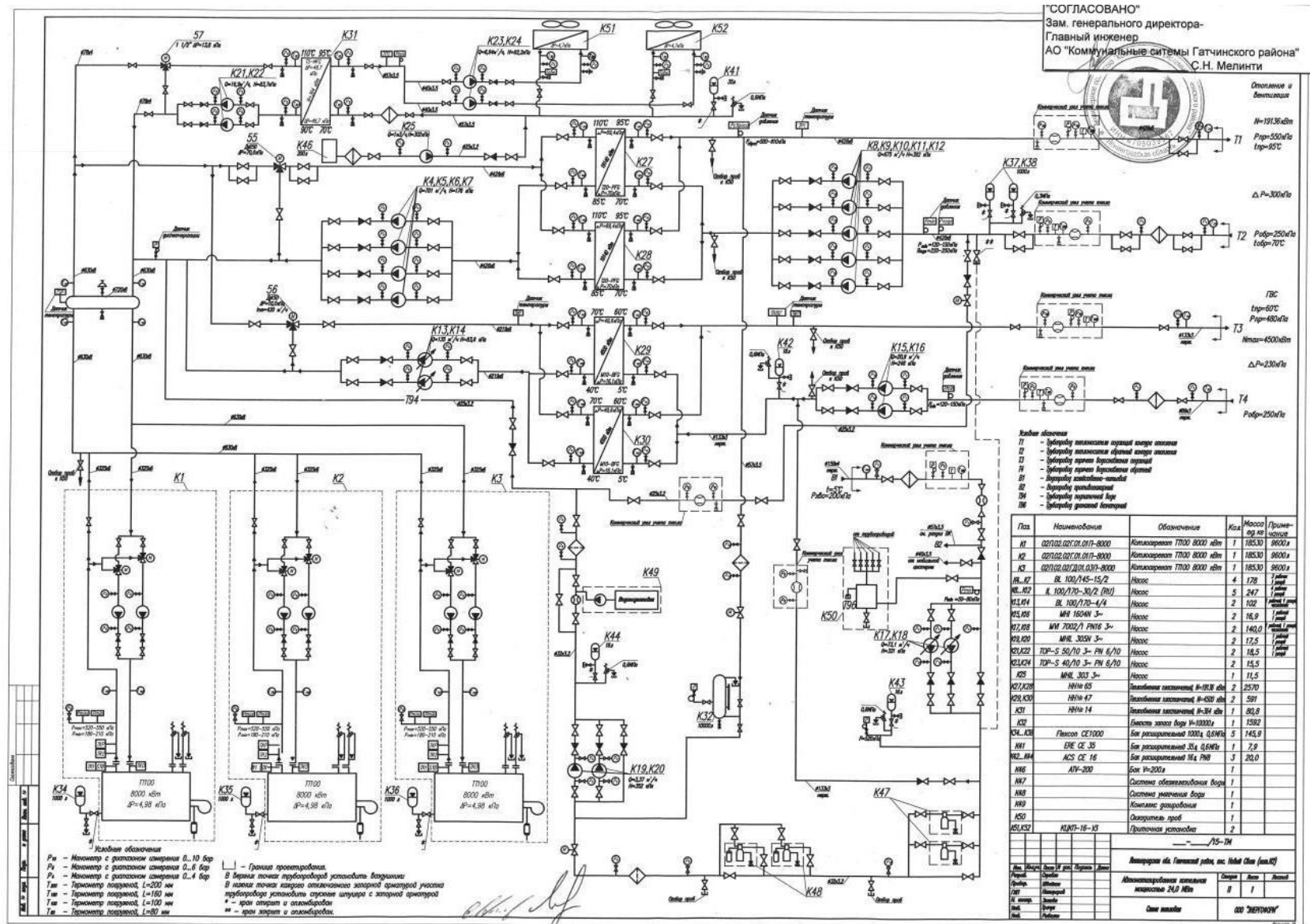


Рисунок 1.2. Тепловая схема котельной №2 пос. Новый Свет

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

Система теплоснабжения котельной №2 - трехтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной №2 пос. Новый Свет осуществляется по температурным графикам 95/70°C на отопление и 65°C на горячее водоснабжение. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №2 по. Новый свет представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №2

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С
10	36,0	32,0
9	37,5	32,9
8	39,0	33,8
7	41,0	35,2
6	43,0	36,6
5	44,5	37,5
4	46,0	38,4
3	48,0	39,8
2	50,0	41,2
1	51,5	42,1
0	53,0	43,0
-1	54,5	43,9
-2	56,0	44,8
-3	57,5	45,7
-4	59,0	46,6
-5	60,5	47,5
-6	62,0	48,4
-7	63,5	49,3
-8	65,0	50,2
-9	66,5	51,5
-10	68,0	52,0
-11	69,5	53,0
-12	71,0	54,0
-13	72,5	55,0
-14	74,0	56,0
-15	75,5	57,0
-16	77,0	58,0
-17	78,5	59,0
-18	80,0	60,0
-19	81,5	61,0

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С
-20	83,0	62,0
-21	84,5	63,0
-22	86,0	64,0
-23	87,5	65,0
-24	89,0	66,0
-25	90,5	67,0
-26	92,0	68,0
-27	93,5	69,0
- 28 и ниже	95,0	70,0

Примечание: Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°С.

1.2.1.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В настоящее время на котельной №2 пос. Новый Свет работают три водогрейных котла ТТ 100-8000. Суммарное время работы котельной за год составляет 8 424 часа. Сведения о времени работы котельной №2 пос. Новый Свет представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3. Сведения о времени работы котельной №2

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	-	744
Февраль	672	-	672
Март	744	-	744
Апрель	720	-	720
Май	240	504	744
Июнь	0	720	720
Июль	0	408	408
Август	0	744	744
Сентябрь	48	672	720
Октябрь	744	-	744
Ноябрь	720	-	720
Декабрь	744	-	744
Среднегодовые значения	5 376	3 048	8 424

1.2.1.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, производится по приборам учета.

1.2.1.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по аварийным ситуациям на котельной №2 пос. Новый Свет отсутствуют.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №2 пос. Новый Свет отсутствуют.

1.2.1.12. 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, функционирующие в режиме комбинированной выработки, на территории Новосветского сельского поселения, отсутствуют.

1.2.2. Котельная №3 п. Торфяное

1.2.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

Котельная №3 была введена в эксплуатацию 01.01.1994 г.

На котельной установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-2,5-95 единичной мощностью 2,5 МВт (2,15 Гкал/час) каждый. Суммарная установленная тепловая мощность составляет 5 МВт (4,3 Гкал/час).

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4. Технические характеристики котельного оборудования котельной №3 п. Торфяное

№ котла	1	2
Марка котла	КВ-ГМ-2,5-95	КВ-ГМ-2,5-95
Год ввода в эксплуатацию	1994	1994
Теплопроизводительность, МВт	2,5	2,5
Теплопроизводительность, Гкал/час	2,15	2,15
Температура воды на выходе из котла, °С	95	95
Температура воды на входе в котел, °С	70	70
Расчетное давление воды на входе, МПа	0,7	0,7
Поверхность нагрева, м ²	106,8	106,8
Водяной объем котла, м ³	0,64	0,64

1.2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии

На котельной установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-2,5-95 теплопроизводительностью 2,5 МВт (2,15 Гкал/час) каждый. Установленная мощность котельной составляет 5 МВт (4,3 Гкал/час).

1.2.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной составляет 5 МВт (4,3 Гкал/час).

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

Потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной №3 составляет 0,024 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 4,246 Гкал/час.

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

Котельная была построена в 1994 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 1994 года.

1.2.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

Котельная работает по 2-х трубной системе теплоснабжения. Теплоноситель на нужды горячего водоснабжения не отбирается. Утечки теплоносителя в контуре отопления компенсируются подпиткой.

Тепловая схема котельной представлена на рисунке 1.3.

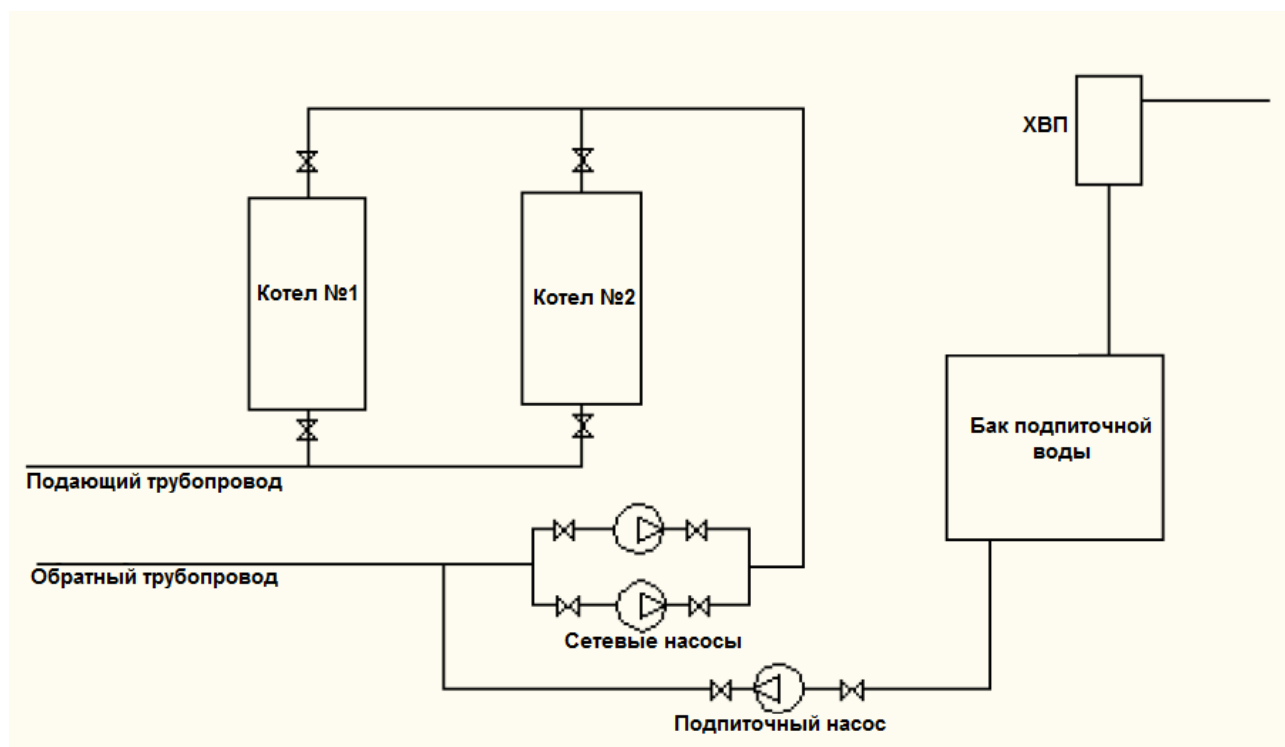


Рисунок 1.3. Тепловая схема котельной №3 п. Торфяное

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

Система теплоснабжения котельной №3 – двухтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественно-количественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Для периода температур наружного воздуха от +10°C до -4°C регулировка температуры в обратном трубопроводе обеспечивается изменением объемов теплоносителя.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №3 представлен в таблице 1.5.

Таблица 1.5. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №3 пос. Торфяное

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С
10	36,0	32,0
9	37,5	32,9
8	39,0	33,8
7	41,0	35,2
6	43,0	36,6
5	44,5	37,5
4	46,0	38,4
3	48,0	39,8
2	50,0	41,2
1	51,5	42,1
0	53,0	43,0
-1	54,5	43,9
-2	56,0	44,8
-3	57,5	45,7
-4	59,0	46,6
-5	60,5	47,5
-6	62,0	48,4
-7	63,5	49,3
-8	65,0	50,2
-9	66,5	51,5
-10	68,0	52,0
-11	69,5	53,0
-12	71,0	54,0
-13	72,5	55,0
-14	74,0	56,0
-15	75,5	57,0
-16	77,0	58,0
-17	78,5	59,0
-18	80,0	60,0
-19	81,5	61,0
-20	83,0	62,0
-21	84,5	63,0
-22	86,0	64,0
-23	87,5	65,0
-24	89,0	66,0
-25	90,5	67,0
-26	92,0	68,0
-27	93,5	69,0
- 28 и ниже	95,0	70,0

Примечание: Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°С

1.2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В настоящее время на котельной №3 пос. Торфяное работают 2 водогрейных котла КВ-ГМ-2,5-95. Суммарное время работы котельной за год составляет 6096 часов. Сведения о времени работы котельной №3 пос. Торфяное представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6. Сведения о времени работы котельной №3

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	-	744
Февраль	672	-	672
Март	744	-	744
Апрель	720	-	720
Май	240	-	240
Июнь	0	-	0
Июль	0	-	0
Август	0	-	0
Сентябрь	48	-	48
Октябрь	744	-	744
Ноябрь	720	-	720
Декабрь	744	-	744
Среднегодовые значения	5 376	-	5 376

1.2.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

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

1.2.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по аварийным ситуациям на котельной №3 п. Торфяное отсутствуют.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №3 п. Торфяное отсутствуют.

1.2.2.12. 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, функционирующие в режиме комбинированной выработки, на территории Новосветского сельского поселения, отсутствуют.

1.2.3. Котельная №29 пос. Пригородный

1.2.3.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

Котельная №29 была введена в эксплуатацию 01.01.2002 г.

В котельной № 29 установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-0,8 единичной мощностью 0,8 МВт (0,69 Гкал/час). Суммарная установленная мощность котельной составляет 1,6 МВт (1,38 Гкал/час). Котлы оборудованы горелочными устройствами CIB Unigas P 60.

Котельная работает по двухконтурной схеме. Для приготовления воды на нужды теплоснабжения потребителей используются 2 пластинчатых подогревателя ТПР-0,13.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.7.

Таблица 1.7. Технические характеристики котельного оборудования котельной №29 пос. Пригородный

№ котла	1	2
Марка котла	КВ-ГМ-0,8	КВ-ГМ-0,8
Год ввода в эксплуатацию	2002	2002
Теплопроизводительность, МВт	0,8	0,8
Теплопроизводительность, Гкал/час	0,69	0,69
Расчетное давление воды на входе, МПа	0,6	0,6
Поверхность нагрева, м ²	48,2	48,2
Водяной объем котла, м ³	0,84	0,84

1.2.3.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии

На котельной установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-0,8 теплопроизводительностью 0,8 МВт (0,69 Гкал/час) каждый. Установленная мощность котельной составляет 1,6 МВт (1,38 Гкал/час).

1.2.3.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной составляет 1,6 МВт (1,38 Гкал/час).

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

Потребление тепловой мощности на собственные нужды котельной №29 составляет 0,007 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 1,363 Гкал/час.

1.2.3.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования

Котельная была построена в 2002 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 2002 года.

1.2.3.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

На котельной №29 пос. Пригородный установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-0,8. Котельная работает по независимой схеме: котловой контур отделен от тепловой сети теплообменниками.

Тепловая схема котельной представлена на рисунке 1.4.

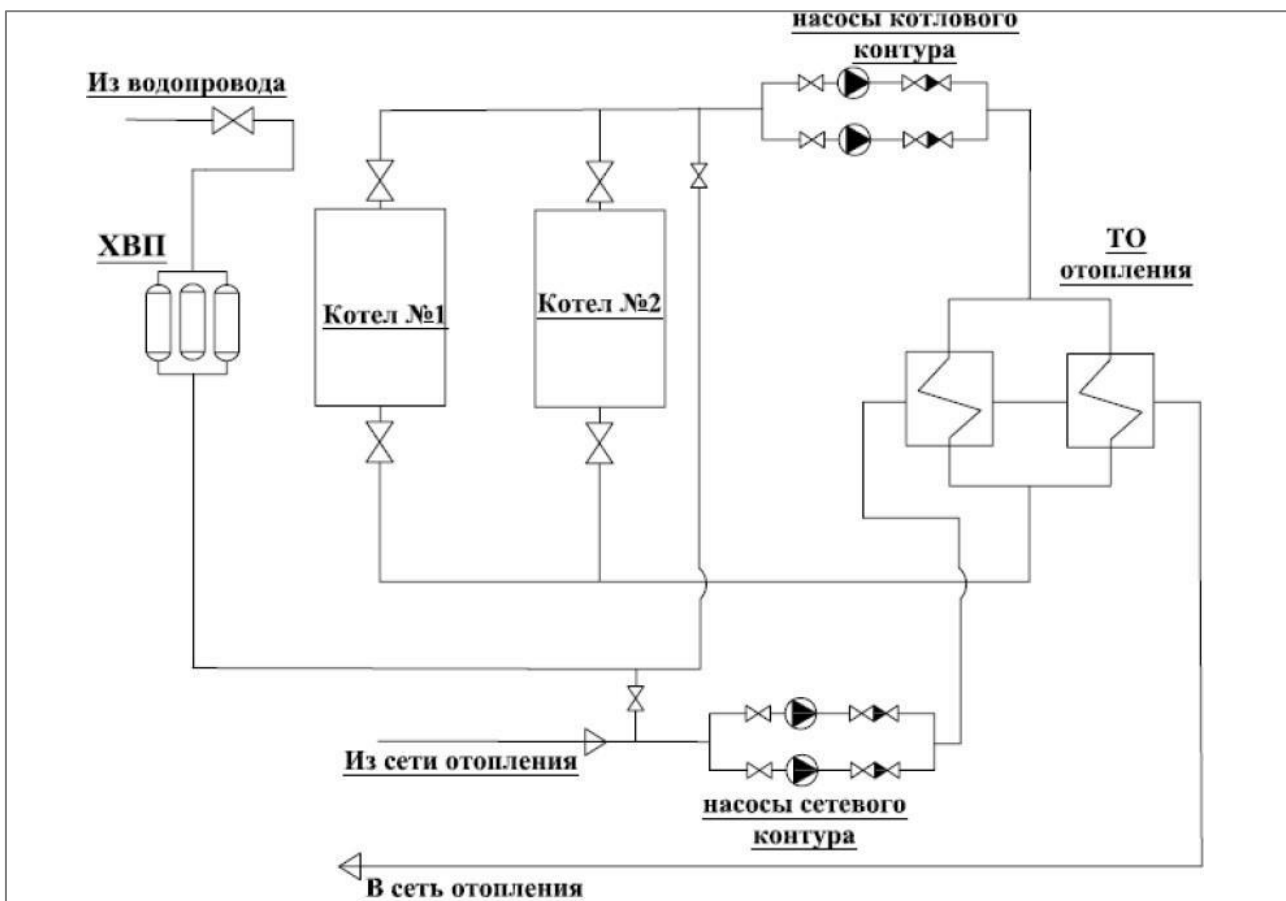


Рисунок 1.4. Тепловая схема котельной №29 пос. Пригородный

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

Система теплоснабжения котельной №29 - двухтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественно-количественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Для периода температур наружного воздуха от $+10^{\circ}\text{C}$ до -4°C регулировка температуры в обратном трубопроводе обеспечивается изменением объемов теплоносителя.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №29 представлен в таблице 1.8.

Таблица 1.8. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №29 пос. Пригородный

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С
10	36,0	32,0
9	37,5	32,9
8	39,0	33,8
7	41,0	35,2
6	43,0	36,6
5	44,5	37,5
4	46,0	38,4
3	48,0	39,8
2	50,0	41,2
1	51,5	42,1
0	53,0	43,0
-1	54,5	43,9
-2	56,0	44,8
-3	57,5	45,7
-4	59,0	46,6
-5	60,5	47,5
-6	62,0	48,4
-7	63,5	49,3
-8	65,0	50,2
-9	66,5	51,5
-10	68,0	52,0
-11	69,5	53,0
-12	71,0	54,0
-13	72,5	55,0
-14	74,0	56,0
-15	75,5	57,0
-16	77,0	58,0
-17	78,5	59,0
-18	80,0	60,0
-19	81,5	61,0
-20	83,0	62,0
-21	84,5	63,0
-22	86,0	64,0
-23	87,5	65,0
-24	89,0	66,0
-25	90,5	67,0
-26	92,0	68,0
-27	93,5	69,0
- 28 и ниже	95,0	70,0

1.2.3.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В настоящее время на котельной №29 пос. Пригородный работают два водогрейных котла КВ-ГМ-0,8. Суммарное время работы котельной за год составляет

6096 часов. Сведения о времени работы котельной №29 пос. Пригородный представлены в таблице 1.9.

Таблица 1.9. Сведения о времени работы котельной №29 пос. Пригородный

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	-	744
Февраль	672	-	672
Март	744	-	744
Апрель	720	-	720
Май	240	-	240
Июнь	0	-	0
Июль	0	-	0
Август	0	-	0
Сентябрь	48	-	48
Октябрь	744	-	744
Ноябрь	720	-	720
Декабрь	744	-	744
Среднегодовые значения	5 376	-	5 376

1.2.3.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

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

1.2.3.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по аварийным ситуациям на котельной №29 пос. Пригородный отсутствуют.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №29 пос. Пригородный отсутствуют.

1.2.3.12. 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, функционирующие в режиме комбинированной выработки, на территории Новосветского сельского поселения, отсутствуют.

1.2.4. Котельная №49 пос. Пригородный

1.2.4.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

В котельной № 49 установлено два водогрейных котла REX-10 суммарной установленной мощностью 0,2 МВт (0,172 Гкал/час). Котел предназначен для работы на газообразном и жидком топливе для производства горячей воды с максимальной температурой 110°C при допустимом рабочем давлении 0,5 МПа.

Основным топливом на котельной является дизельное топливо.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.10.

Таблица 1.10. Технические характеристики котельного оборудования котельной №49 пос. Пригородный

№ котла	1	2
Марка котла	REX-10	REX-10
Год ввода в эксплуатацию	2014	2014
Теплопроизводительность, МВт	0,1	0,1
Теплопроизводительность, Гкал/час	0,086	0,086
Максимальное избыточное давление воды, МПа	0,5	0,5
Минимальная температура воды на входе в котел, °C	55	55
Максимальная температура воды на выходе из котла, °C	110	110

1.2.4.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии

На котельной установлено два водогрейных котла REX-10 теплопроизводительностью 0,1 МВт (0,086 Гкал/час) каждый. Установленная мощность котельной составляет 0,2 МВт (0,172 Гкал/час).

1.2.4.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной составляет 0,2 МВт (0,172 Гкал/час).

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

Потребление тепловой мощности на собственные нужды котельной №49 составляет 0,005 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 0,165 Гкал/час.

1.2.4.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования

Котельная была построена в 2014 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 2014 года.

1.2.4.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

На котельной №49 пос. Пригородный установлено два водогрейных котла REX-10. Котельная работает по независимой схеме: котловой контур отделен от тепловой сети теплообменниками.

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

Система теплоснабжения котельной №49 - двухтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественно-количественным способом,

т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №49 представлен в таблице 1.11.

Таблица 1.11. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №49

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С
10	36,0	32,0
9	37,5	32,9
8	39,0	33,8
7	41,0	35,2
6	43,0	36,6
5	44,5	37,5
4	46,0	38,4
3	48,0	39,8
2	50,0	41,2
1	51,5	42,1
0	53,0	43,0
-1	54,5	43,9
-2	56,0	44,8
-3	57,5	45,7
-4	59,0	46,6
-5	60,5	47,5
-6	62,0	48,4
-7	63,5	49,3
-8	65,0	50,2
-9	66,5	51,5
-10	68,0	52,0
-11	69,5	53,0
-12	71,0	54,0
-13	72,5	55,0
-14	74,0	56,0
-15	75,5	57,0
-16	77,0	58,0
-17	78,5	59,0
-18	80,0	60,0
-19	81,5	61,0
-20	83,0	62,0
-21	84,5	63,0
-22	86,0	64,0
-23	87,5	65,0
-24	89,0	66,0
-25	90,5	67,0
-26	92,0	68,0
-27	93,5	69,0
- 28 и ниже	95,0	70,0

1.2.4.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В настоящее время на котельной №49 пос. Пригородный работают два водогрейных котла REX-10. Суммарное время работы котельной за год составляет 6096 часов. Сведения о времени работы котельной №49 пос. Пригородный представлены в таблице 1.12.

Таблица 1.12. Сведения о времени работы котельной №49 пос. Пригородный

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	-	744
Февраль	672	-	672
Март	744	-	744
Апрель	720	-	720
Май	240	-	240
Июнь	0	-	0
Июль	0	-	0
Август	0	-	0
Сентябрь	48	-	48
Октябрь	744	-	744
Ноябрь	720	-	720
Декабрь	744	-	744
Среднегодовые значения	5 376	-	5 376

1.2.4.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, производится с помощью приборов учета.

1.2.4.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по аварийным ситуациям на котельной №49 пос. Пригородный отсутствуют.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №49 пос. Пригородный отсутствуют.

1.2.4.12. 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, функционирующие в режиме комбинированной выработки, на территории Новосветского сельского поселения, отсутствуют.

1.2.5. Котельная №54 пос. Пригородный

1.2.5.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

В котельной № 54 установлено два водогрейных котла REX-10 суммарной установленной мощностью 0,2 МВт (0,172 Гкал/час). Котел предназначен для работы на газообразном и жидком топливе для производства горячей воды с максимальной температурой 110°C при допустимом рабочем давлении 0,5 МПа.

Основным топливом на котельной является дизельное топливо.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.13.

Таблица 1.13. Технические характеристики котельного оборудования котельной №54 пос. Пригородный

№ котла	1	2
Марка котла	REX-10	REX-10
Год ввода в эксплуатацию	2014	2014
Теплопроизводительность, МВт	0,1	0,1
Теплопроизводительность, Гкал/час	0,086	0,086
Максимальное избыточное давление воды, МПа	0,5	0,5
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	55	55
Максимальная температура воды на выходе из котла, °С	110	110

1.2.5.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии

На котельной установлено два водогрейных котла REX-10 теплопроизводительностью 0,1 МВт (0,086 Гкал/час) каждый. Установленная мощность котельной составляет 0,2 МВт (0,172 Гкал/час).

1.2.5.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной составляет 0,2 МВт (0,172 Гкал/час).

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

Потребление тепловой мощности на собственные нужды котельной №54 составляет 0,003 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 0,167 Гкал/час.

1.2.5.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования

Котельная была построена в 2014 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 2014 года.

1.2.5.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

На котельной №54 пос. Пригородный установлено два водогрейных котла REX-10. Котельная работает по независимой схеме: котловой контур отделен от тепловой сети теплообменниками.

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

Система теплоснабжения котельной №54 - двухтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественно-количественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №54 представлен в таблице 1.14.

Таблица 1.14. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №54

Температура наружного воздуха, °C	Температура прямой сетевой воды, °C	Температура обратной сетевой воды, °C
10	36,0	32,0
9	37,5	32,9
8	39,0	33,8
7	41,0	35,2
6	43,0	36,6
5	44,5	37,5
4	46,0	38,4
3	48,0	39,8
2	50,0	41,2
1	51,5	42,1
0	53,0	43,0
-1	54,5	43,9
-2	56,0	44,8
-3	57,5	45,7
-4	59,0	46,6
-5	60,5	47,5
-6	62,0	48,4
-7	63,5	49,3
-8	65,0	50,2
-9	66,5	51,5
-10	68,0	52,0
-11	69,5	53,0
-12	71,0	54,0
-13	72,5	55,0
-14	74,0	56,0
-15	75,5	57,0
-16	77,0	58,0
-17	78,5	59,0
-18	80,0	60,0
-19	81,5	61,0
-20	83,0	62,0
-21	84,5	63,0
-22	86,0	64,0
-23	87,5	65,0
-24	89,0	66,0
-25	90,5	67,0
-26	92,0	68,0
-27	93,5	69,0
- 28 и ниже	95,0	70,0

1.2.5.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В настоящее время на котельной №54 пос. Пригородный работают два водогрейных котла REX-10. Суммарное время работы котельной за год составляет 6096 часов. Сведения о времени работы котельной №54 пос. Пригородный представлены в таблице 1.15.

Таблица 1.15. Сведения о времени работы котельной №54 пос. Пригородный

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	—	744
Февраль	672	—	672
Март	744	—	744
Апрель	720	—	720
Май	240	—	240
Июнь	0	—	0
Июль	0	—	0
Август	0	—	0
Сентябрь	48	—	48
Октябрь	744	—	744
Ноябрь	720	—	720
Декабрь	744	—	744
Среднегодовые значения	5 376	—	5 376

1.2.5.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, производится приборным методом.

1.2.5.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по аварийным ситуациям на котельной №54 п. Пригородный отсутствуют.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №54 пос. Пригородный отсутствуют.

1.2.5.12. 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, функционирующие в режиме комбинированной выработки, на территории Новосветского сельского поселения, отсутствуют.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии

1.3.1.1. *СЦТ котельной №2 пос. Новый Свет*

Система теплоснабжения - четырехтрубная.

Схема тепловых сетей котельной №2 пос. Новый Свет – тупиковая. Протяженность тепловых сетей составляет 18920 м в однострубно́м исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 325 мм, минимальный – 57 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,155 м.

1.3.1.2. *СЦТ котельной №3 пос. Торфяное*

Система теплоснабжения – двухтрубная, тупиковая.

Протяженность тепловых сетей составляет 2 796 м в однострубно́м исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 219 мм, минимальный – 32 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,109 м.

1.3.1.3. *СЦТ котельной №29 пос. Пригородный*

Система теплоснабжения – двухтрубная. Схема тепловых сетей котельной №29 пос. Пригородный – тупиковая.

Протяженность тепловых сетей составляет 1036 м в однострубно́м исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 133 мм, минимальный – 32 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,087 м.

1.3.1.4. *СЦТ котельной №49 пос. Пригородный*

Система теплоснабжения – двухтрубная. Схема тепловых сетей котельной №49 пос. Пригородный – тупиковая.

Протяженность тепловых сетей составляет 388 м в однострубно́м (или 194 м. в двухтрубно́м) исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 89 мм, минимальный – 57 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,067 м.

1.3.1.5. *СЦТ котельной №54 пос. Пригородный*

Система теплоснабжения – двухтрубная. Схема тепловых сетей котельной №54 пос. Пригородный – тупиковая.

Протяженность тепловых сетей составляет 172 м в однострубно́м (или 86 м. в двухтрубно́м) исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 57 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,057 м.

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

На территории Новосветского сельского поселения функционируют 5 источников тепловой энергии системы централизованного теплоснабжения.

В пос. Новый Свет централизованное теплоснабжение осуществляется от котельных №2, в пос. Торфяное – от котельной №3, в пос. Пригородный – от котельных №№ 29, 49, 54. Схемы тепловых сетей представлены на рисунках 1.5-1.10.

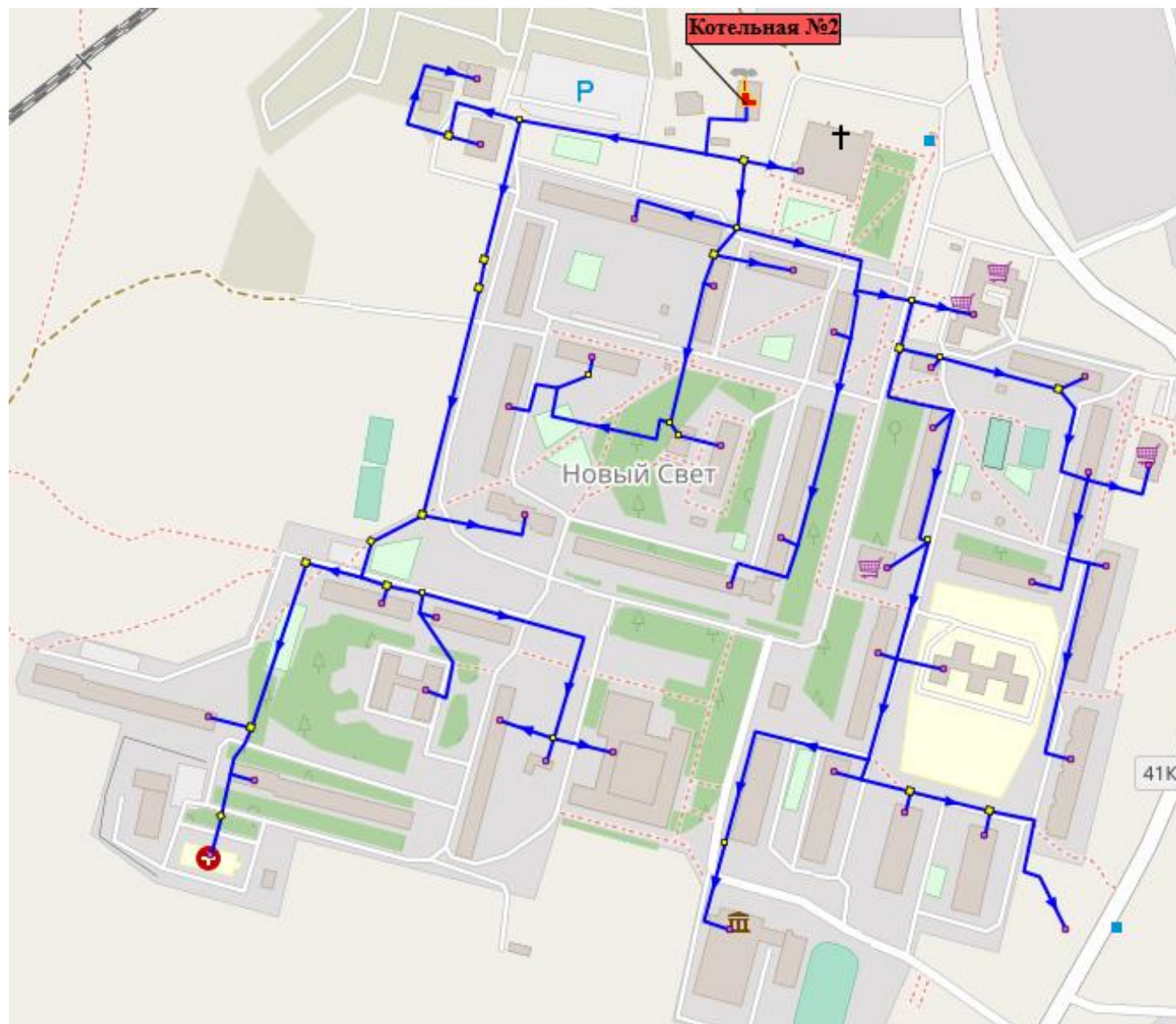


Рисунок 1.5. Схема тепловых сетей котельной №2 п. Новый Свет (контур отопления)

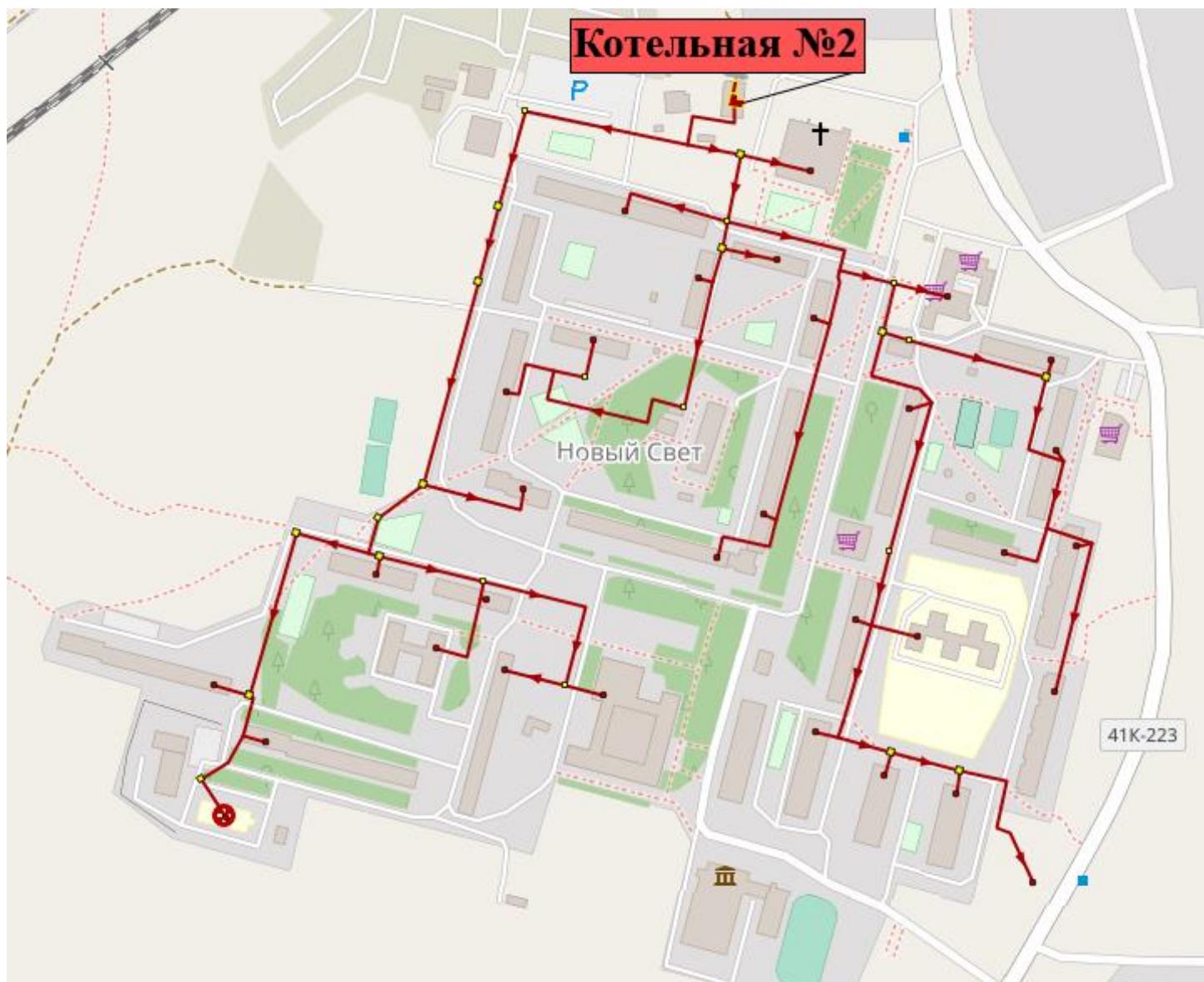


Рисунок 1.6. Схема тепловых сетей котельной №2 п. Новый Свет (контур ГВС)

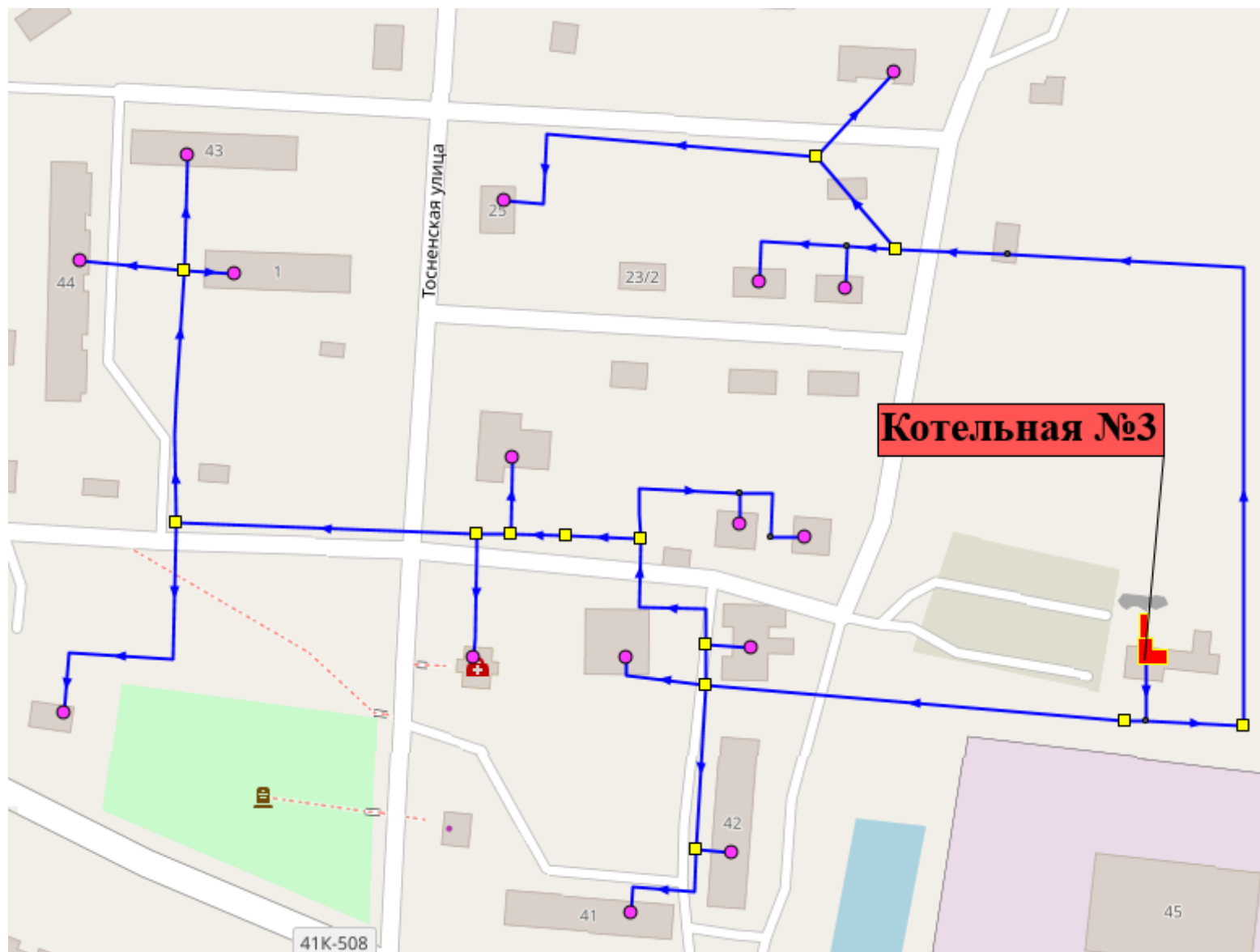


Рисунок 1.7. Схема тепловых сетей котельной №3 п. Торфяное

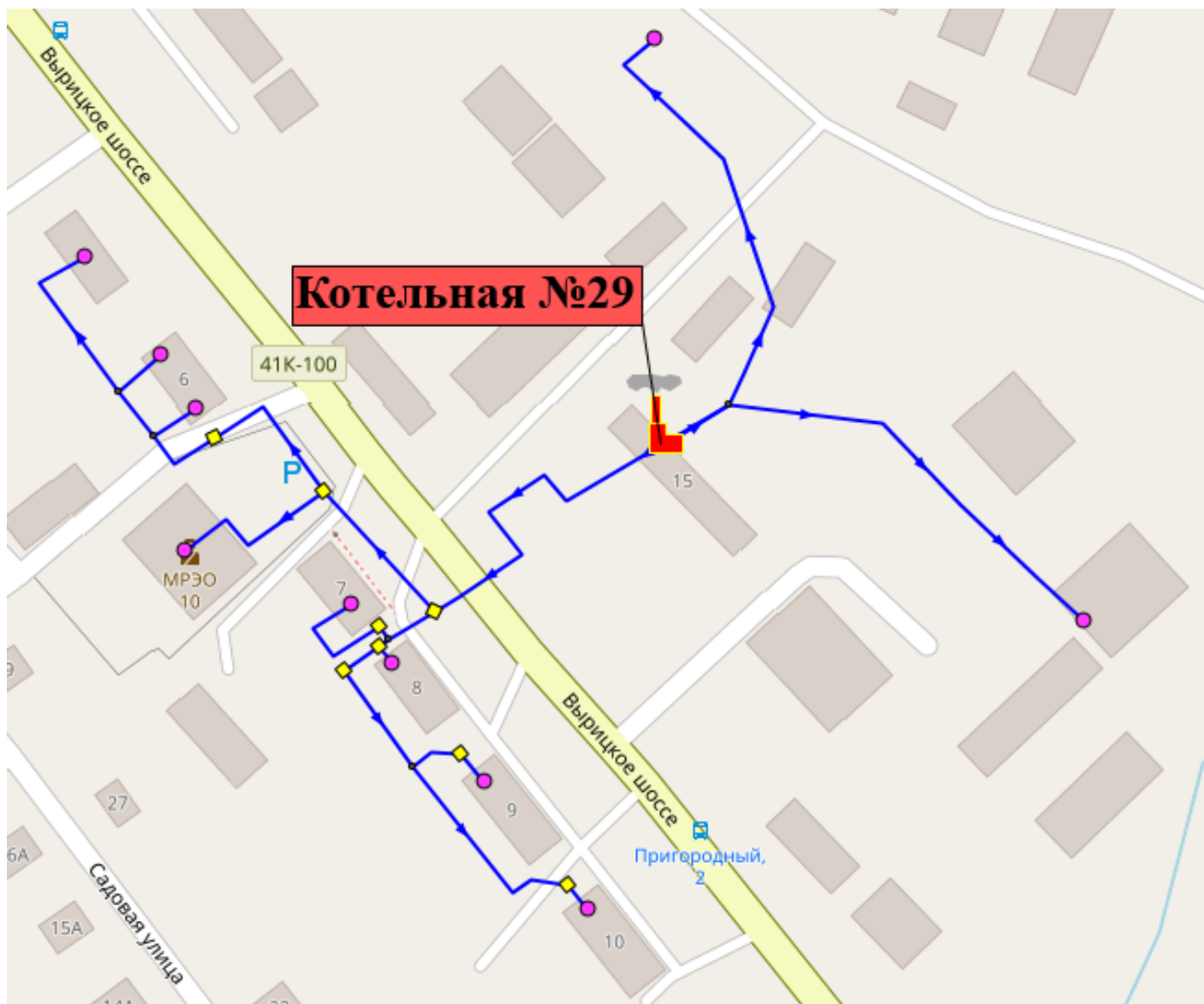


Рисунок 1.8. Схема тепловых сетей котельной №29 п. Пригородный

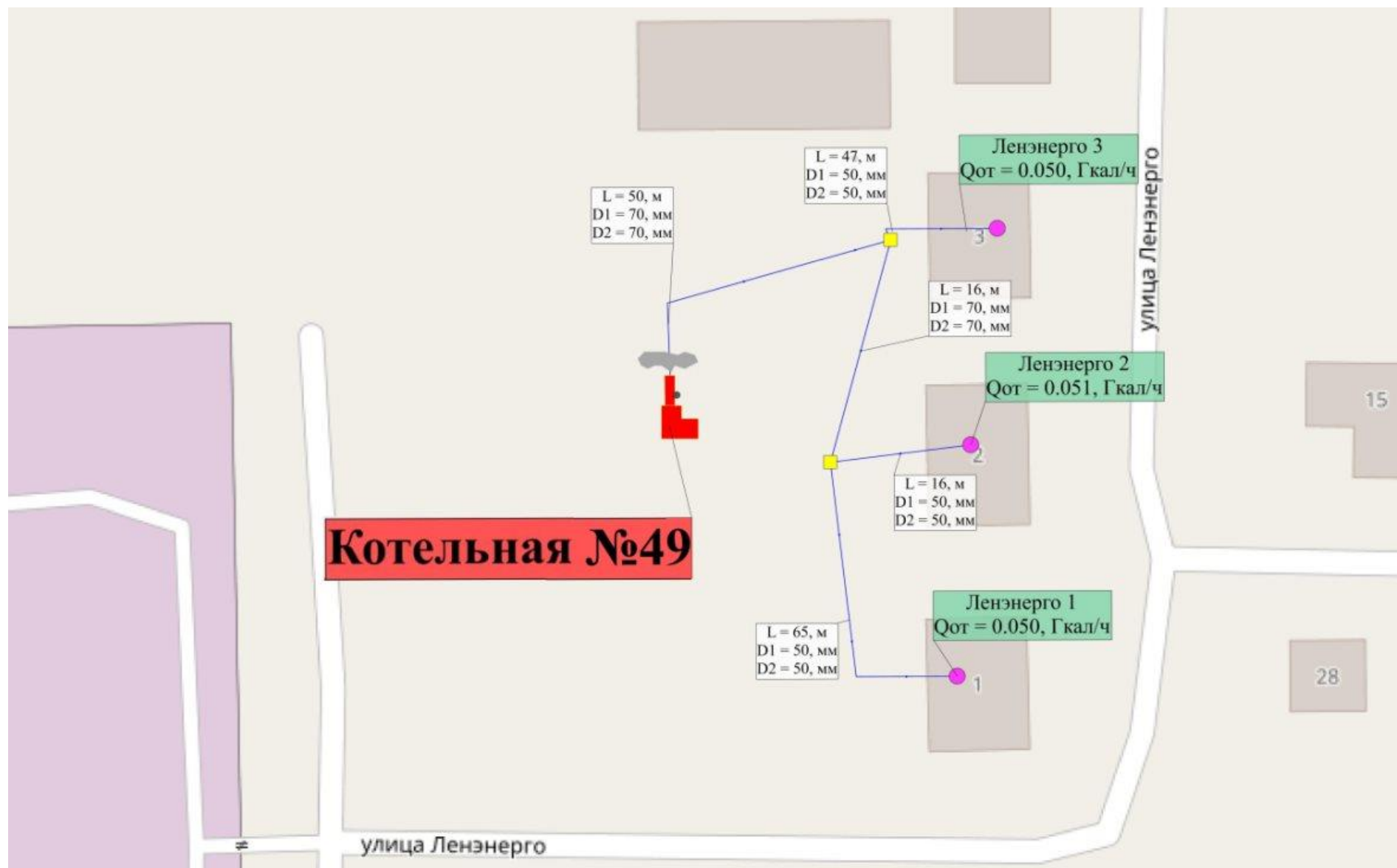


Рисунок 1.9. Схема тепловых сетей котельной №49 п. Пригородный

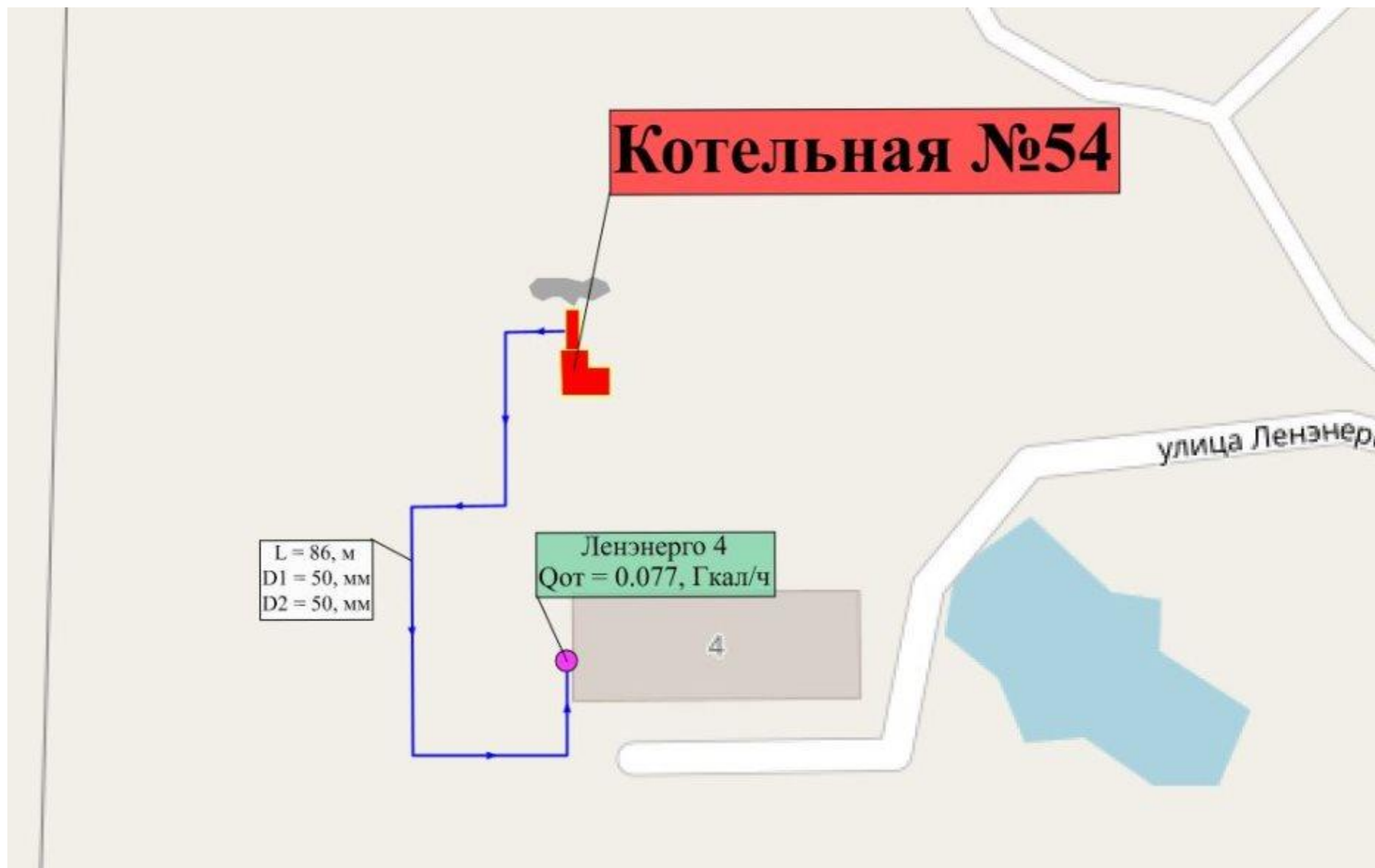


Рисунок 1.10. Схема тепловых сетей котельной №54 п. Пригородный

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

1.3.3.1. СЦТ котельной №2 пос. Новый Свет

Система теплоснабжения – четырехтрубная. Параметры тепловых сетей отопления и горячего водоснабжения представлены в таблицах 1.16 и 1.17 соответственно.

Прокладка тепловых сетей выполнена подземным, надземным и подвальной способами. Распределение тепловых сетей котельной №2 по типу прокладки графически представлено на рисунках 1.11 и 1.12. Как видно из диаграммы, наиболее часто применяется подземная прокладка.

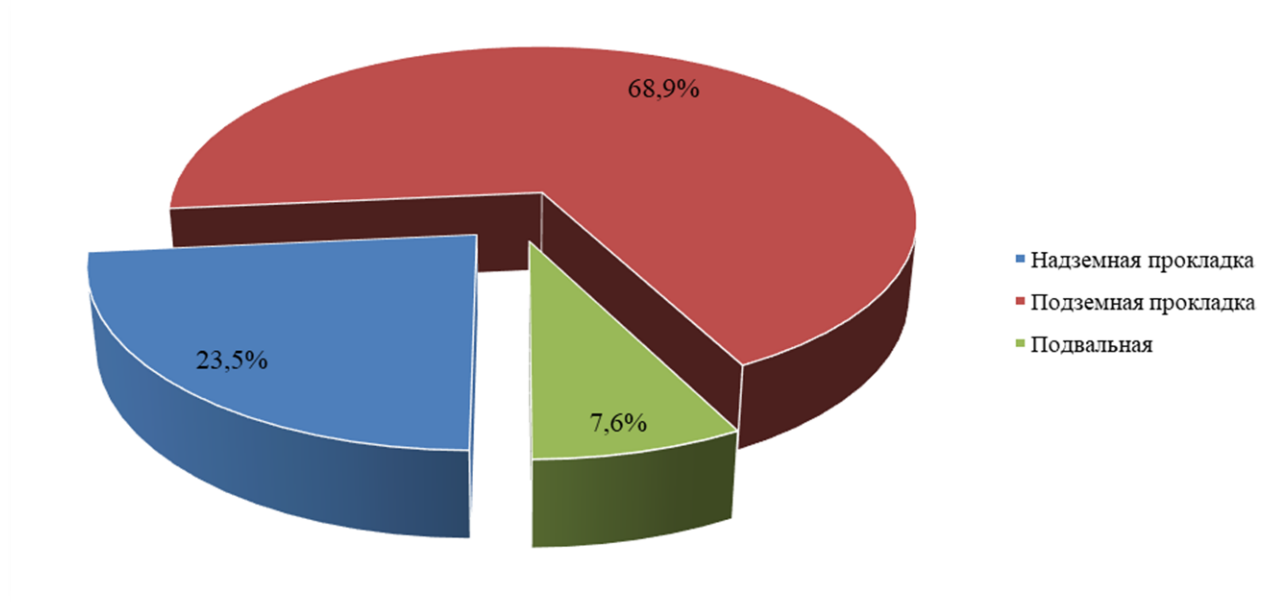


Рисунок 1.11. Распределение сетей отопления котельной №2 по типу прокладки

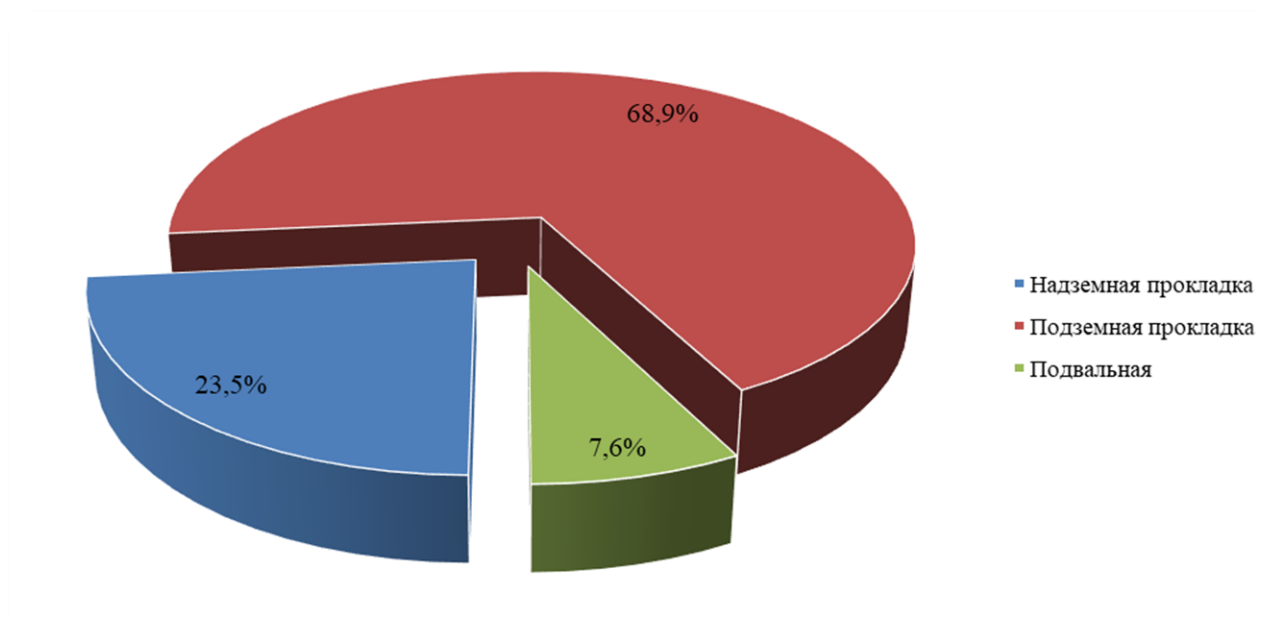


Рисунок 1.12. Распределение сетей ГВС котельной №2 по типу прокладки

При подземной бесканальной прокладке и подвальной прокладке тепловых сетей применяется битумно-перлитовая теплоизоляция труб и изоляция с помощью минеральной ваты и рубероида. При надземной прокладке в качестве теплоизоляции используется битумно-перлитовая теплоизоляция труб.

Большинство тепловых сетей проложены в период с 1959 по 1989 год, частично присутствуют сети, проложенные после 2004 года.

Таблица 1.16. Параметры тепловых сетей котельной №2 пос. Новый Свет (отопление)

Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Наружный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Длина участка L, м			Материальная характеристика трубопроводов, м ²		
			Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Итого	Подающий	Обратный	Итого
С 1959 по 1989 г.	надземная	битум-перлит	300	300	325	325	1165	1165	2330	378,625	378,625	757,25
С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	250	250	273	273	40	40	80	10,92	10,92	21,84
С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	70	70	76	76	80	80	160	6,08	6,08	12,16
С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	50	50	57	57	51	51	102	2,907	2,907	5,814
После 2004 г.	подземная	битум-перлит	200	200	219	219	187	187	374	40,953	40,953	81,906
С 1959 по 1989 г.	подвал	минвата, рубероид	200	200	219	219	38	38	76	8,322	8,322	16,644
С 1959 по 1989 г.	подвал	минвата, рубероид	150	150	159	159	36	36	72	5,724	5,724	11,448
С 1959 по 1989 г.	подвал	минвата, рубероид	100	100	108	108	38	38	76	4,104	4,104	8,208
После 2004 г.	подвал	минвата, рубероид	200	200	219	219	152	152	304	33,288	33,288	66,576
После 2004 г.	подвал	минвата, рубероид	150	150	159	159	112	112	224	17,808	17,808	35,616
С 1959 по 1989 г.	подземная	минвата, рубероид	200	200	219	219	36	36	72	7,884	7,884	15,768
С 1959 по 1989 г.	подземная	минвата, рубероид	150	150	159	159	931	931	1862	148,029	148,029	296,058
С 1959 по 1989 г.	подземная	минвата, рубероид	100	100	108	108	293	293	586	31,644	31,644	63,288
С 1959 по 1989 г.	подземная	минвата, рубероид	80	80	89	89	410	410	820	36,49	36,49	72,98
С 1959 по 1989 г.	подземная	минвата, рубероид	70	70	76	76	75	75	150	5,7	5,7	11,4
С 1959 по 1989 г.	подземная	минвата, рубероид	50	50	57	57	243	243	486	13,851	13,851	27,702

Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Наружный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Длина участка L, м			Материальная характеристика трубопроводов, м ²		
			Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Итого	Подающий	Обратный	Итого
После 2004 г.	подземная	минвата, рубероид	200	200	219	219	469	469	938	102,711	102,711	205,422
После 2004 г.	подземная	минвата, рубероид	150	150	159	159	332	332	664	52,788	52,788	105,576
После 2004 г.	подземная	минвата, рубероид	125	125	133	133	84	84	168	11,172	11,172	22,344
После 2004 г.	подземная	минвата, рубероид	100	100	108	108	98	98	196	10,584	10,584	21,168
После 2004 г.	подземная	минвата, рубероид	70	70	76	76	72	72	144	5,472	5,472	10,944
После 2004 г.	подземная	минвата, рубероид	50	50	57	57	12	12	24	0,684	0,684	1,368
ИТОГО							4954	4954	9908	935,74	935,74	1871,48
в т. ч. надземная прокладка							1165	1165	2330	-	-	-
подземная прокладка							3413	3413	6826	-	-	-
подвальная							376	376	752	-	-	-

Таблица 1.17. Параметры тепловых сетей котельной №2 пос. Новый Свет (ГВС)

Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Наружный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Длина участка L, м			Материальная характеристика трубопроводов, м ²		
			Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Итого	Подающий	Обратный	Итого
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	150	150	159	159	1165	1165	2330	174,75	174,75	349,5
С 1959 по 1989 г.	подвал	минвата, рубероид	100	100	108	108	38	38	76	3,8	3,8	7,6
С 1959 по 1989 г.	подвал	минвата, рубероид	70	70	76	76	36	36	72	2,52	2,52	5,04
С 1959 по 1989 г.	подвал	минвата, рубероид	50	50	57	57	38	38	76	1,9	1,9	3,8
После 2004 г.	подвал	минвата, рубероид	100	100	108	108	188	188	376	18,8	18,8	37,6
После 2004 г.	подвал	минвата, рубероид	70	70	76	76	76	76	152	5,32	5,32	10,64
С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	минвата, рубероид	200	200	219	219	40	40	80	8	8	16
С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	минвата, рубероид	125	125	133	133	352	352	704	44	44	88
С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	минвата, рубероид	100	100	108	108	312	312	624	31,2	31,2	62,4
С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	минвата, рубероид	80	80	89	89	187	187	374	14,96	14,96	29,92
С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	минвата, рубероид	70	70	76	76	320	320	640	22,4	22,4	44,8
С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	минвата, рубероид	50	50	57	57	568	568	1136	28,4	28,4	56,8
После 2004 г.	подземная бесканальная	минвата, рубероид	200	200	219	219	237	237	474	47,4	47,4	94,8
После 2004 г.	подземная бесканальная	минвата, рубероид	150	150	159	159	125	125	250	18,75	18,75	37,5
После 2004 г.	подземная бесканальная	минвата, рубероид	100	100	108	108	388	388	776	38,8	38,8	77,6
После 2004 г.	подземная бесканальная	минвата, рубероид	80	80	89	89	122	122	244	9,76	9,76	19,52
После 2004 г.	подземная бесканальная	минвата, рубероид	70	70	76	76	182	182	364	12,74	12,74	25,48

Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Наружный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Длина участка L, м			Материальная характеристика трубопроводов, м ²		
			Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Итого	Подающий	Обратный	Итого
После 2004 г.	подземная бесканальная	минвата, рубероид	50	50	57	57	132	132	264	6,6	6,6	13,2
ИТОГО							4506	4506	9012	490,1	490,1	980,2
в т. ч. надземная прокладка							1165	1165	2330	174,75	174,75	349,5
подземная прокладка							2965	2965	2965	283,01	283,01	566,02
подвальная							376	376	376	32,34	32,34	64,68

1.3.3.2. СЦТ котельной №3 пос. Торфяное

Система теплоснабжения - двухтрубная.

Параметры тепловых сетей котельной №3 представлены в таблице 1.18. Прокладка тепловых сетей выполнена подземным и надземным способами.

Распределение тепловых сетей котельной №3 по типу прокладки графически представлено на рисунке 1.13. Как видно из диаграмм, наиболее часто применяется подземная прокладка.

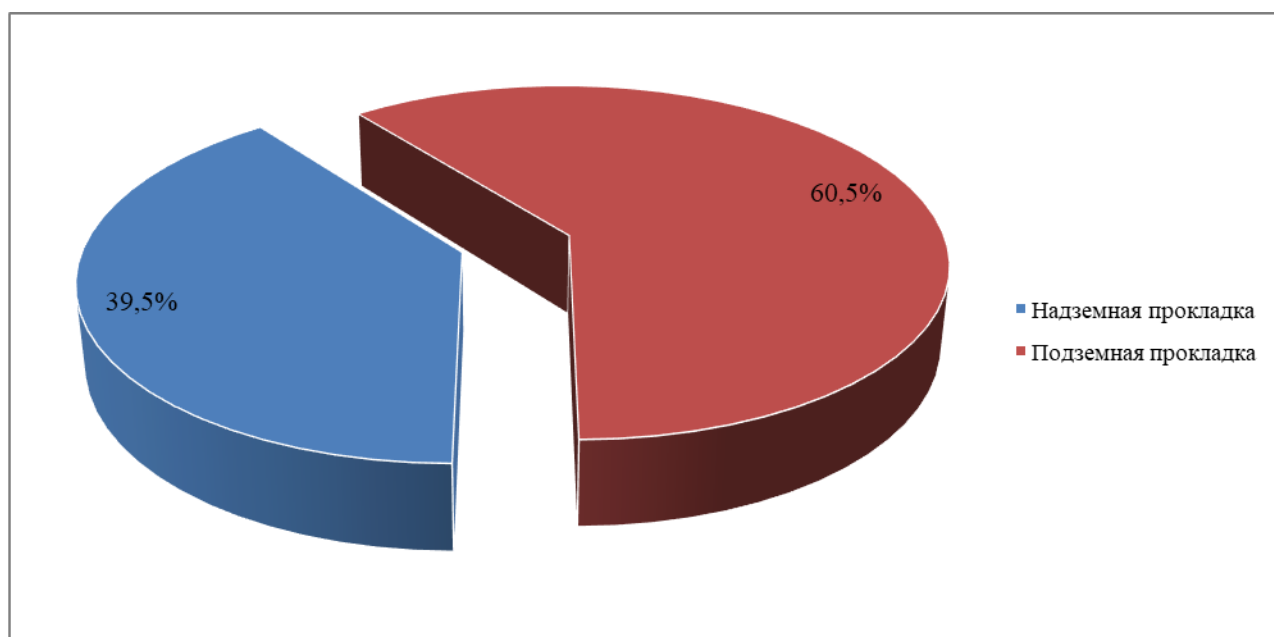


Рисунок 1.13. Распределение тепловых сетей котельной №3 по типу прокладки

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

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

Таблица 1.18. Параметры тепловых сетей котельной №3 пос. Торфяное

Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Наружный диаметр трубопроводов на участке Дн, мм		Длина участка L, м			Материальная характеристика трубопроводов, м ²		
			Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Итого	Подающий	Обратный	Итого
С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	битум-перлит	150	150	159	159	166	166	332	26,39	26,39	52,79
С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	битум-перлит	100	100	108	108	46	46	92	4,97	4,97	9,94
С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	битум-перлит	65	65	75	75	532	532	1064	39,9	39,9	79,8
С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	битум-перлит	50	50	57	57	74	74	148	4,22	4,22	8,44
С 1959 по 1989 г.	подземная бесканальная	битум-перлит	25	25	32	32	28	28	56	0,9	0,9	1,79
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	200	200	219	219	30	30	60	6,57	6,57	13,14
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	150	150	159	159	252	252	504	40,07	40,07	80,14
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	125	125	133	133	90	90	180	11,97	11,97	23,94
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	100	100	108	108	130	130	260	14,04	14,04	28,08
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	50	50	57	57	50	50	100	2,85	2,85	5,7
ИТОГО по сетям отопления							1398	1398	2796	151,87	151,87	303,75
в т. ч. надземная прокладка							552	552	1104			
подземная прокладка							846	846	1692			

1.3.3.3. СЦТ котельной №29 пос. Пригородный

Система теплоснабжения - двухтрубная.

Параметры тепловых сетей котельной №29 представлены в таблице 1.19. Прокладка тепловых сетей выполнена подземным и надземным способами.

Распределение тепловых сетей котельной №29 по типу прокладки графически представлено на рисунке 1.14. Как видно из диаграмм, наиболее часто применяется подземная прокладка.

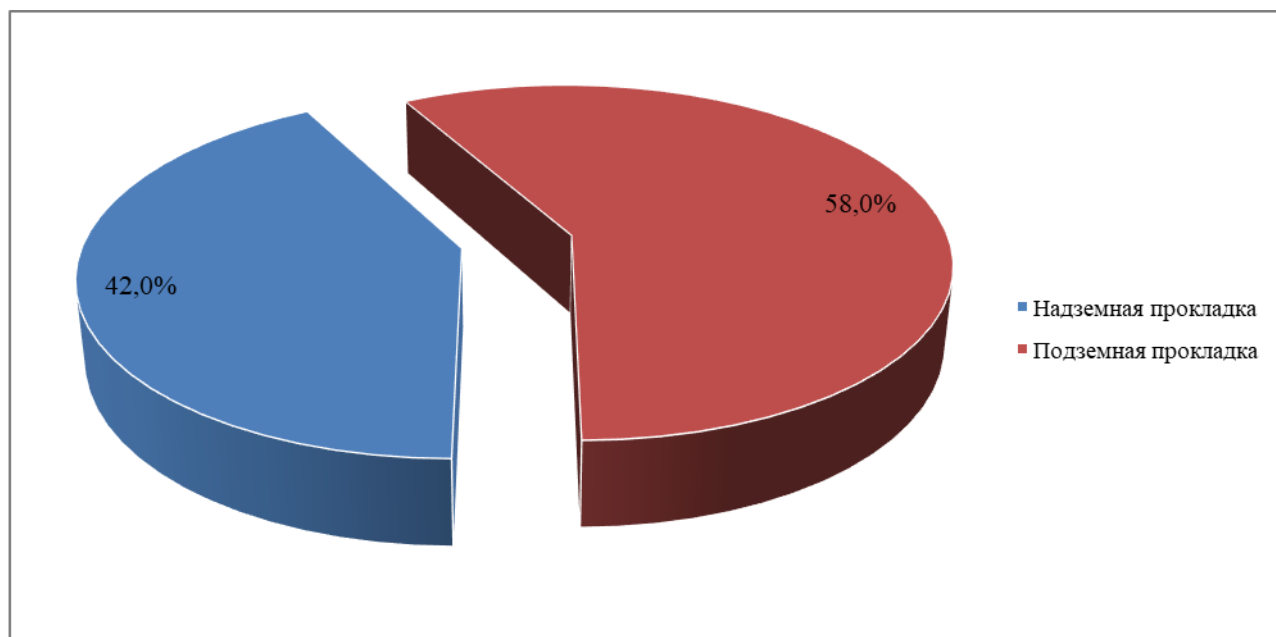


Рисунок 1.14. Распределение тепловых сетей котельной №3 по типу прокладки

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

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

Таблица 1.19. Параметры тепловых сетей котельной №29 пос. Пригородный

Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Наружный диаметр трубопроводов на участке Дн, мм		Длина участка L, м			Материальная характеристика трубопроводов, м ²		
			Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Итого	Подающий	Обратный	Итого
С 1959 по 1989 г.	подземная канальная	битум-перлит	125	125	133	133	115	115	230	15,3	15,3	30,59
С 1959 по 1989 г.	подземная канальная	битум-перлит	100	100	108	108	18	18	36	1,94	1,94	3,89
С 1959 по 1989 г.	подземная канальная	битум-перлит	70	70	76	76	113	113	226	8,59	8,59	17,18
С 1959 по 1989 г.	подземная канальная	битум-перлит	50	50	57	57	57	57	114	3,25	3,25	6,5
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	80	80	89	89	52	52	104	4,63	4,63	9,26
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	70	70	76	76	140	140	280	10,64	10,64	21,28
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	25	25	32	32	23	23	46	0,74	0,74	1,47
ИТОГО							518	518	1036	45,08	45,08	90,16
в т. ч. надземная прокладка							215	215	430			
подземная прокладка							303	303	606			

1.3.3.4. СЦТ котельной №49 пос. Пригородный

Система теплоснабжения - двухтрубная.

Параметры тепловых сетей котельной №49 представлены в таблице 1.20.

Прокладка тепловых сетей выполнена подземным способом. Распределение тепловых сетей котельной №49 по типу прокладки графически представлено на рисунке 1.15. Как видно из диаграмм, применяется подземная прокладка.

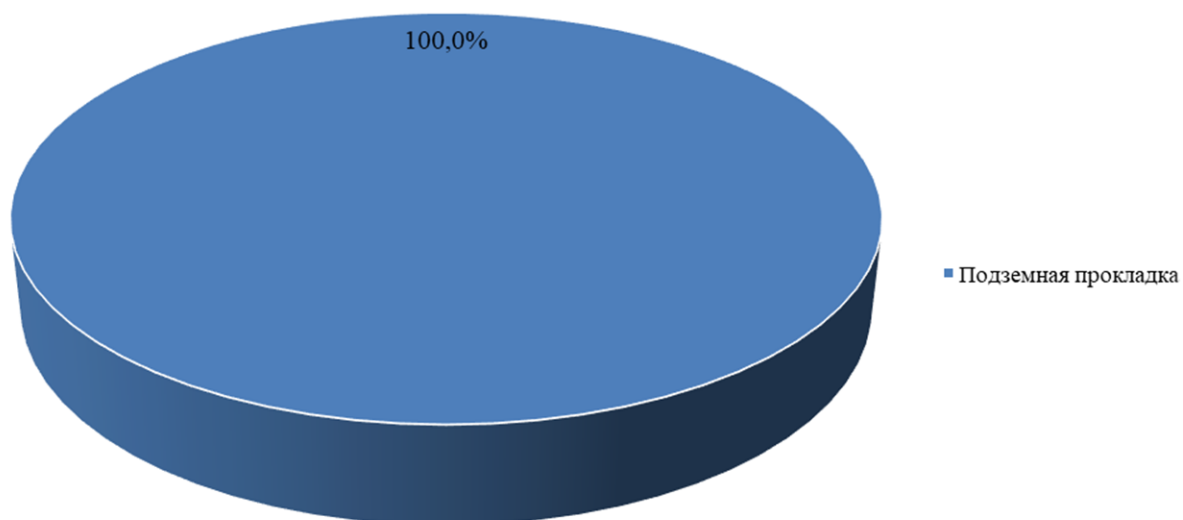


Рисунок 1.15. Распределение тепловых сетей котельной №49 по типу прокладки

При подземной бесканальной прокладке тепловых сетей применяется ППУ-теплоизоляция труб. Все тепловые сети проложены в 2014 г.

Таблица 1.20. Параметры тепловых сетей котельной №49 пос. Пригородный

Год прокладки	Вид прокладки (подземная / надземная)	Вид прокладки (канальная / бесканальная / в помещении)	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Длина участка L, м		Наружный диаметр трубопроводов на участке Dн, мм		Материальная характеристика трубопроводов, м ²		
				Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Всего
2014	подземная	бесканальная	ст. в ППУ-изол.	80	80	50	50	89	89	4,45	4,45	8,90
2014	подземная	бесканальная	ст. в ППУ-изол.	65	65	16	16	75	75	1,20	1,20	2,40
2014	подземная	бесканальная	ст. в ППУ-изол.	50	50	47	47	57	57	2,68	2,68	5,36
2014	подземная	бесканальная	ст. в ППУ-изол.	50	50	16	16	57	57	0,91	0,91	1,82
2014	подземная	бесканальная	ст. в ППУ-изол.	50	50	65	65	57	57	3,71	3,71	7,41
ИТОГО						194	194	-	-	12,95	12,95	25,89
в т. ч. надземная прокладка												
подземная прокладка						194	194	-	-	12,95	12,95	25,89

1.3.3.5. СЦТ котельной №54 пос. Пригородный

Система теплоснабжения - двухтрубная.

Параметры тепловых сетей котельной №54 представлены в таблице 1.21.

Прокладка тепловых сетей выполнена подземным способом. Распределение тепловых сетей котельной №54 по типу прокладки графически представлено на рисунке 1.16. Как видно из диаграмм, применяется подземная прокладка.

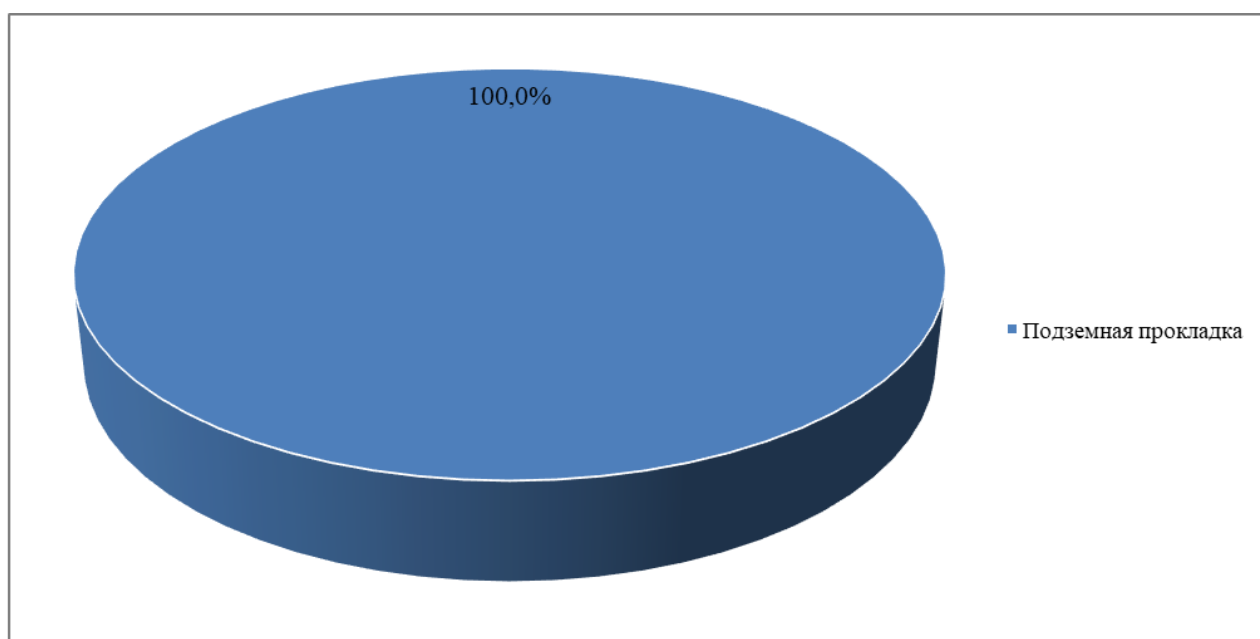


Рисунок 1.16. Распределение тепловых сетей котельной №54 по типу прокладки

При подземной бесканальной прокладке тепловых сетей применяется ППУ-теплоизоляция труб. Все тепловые сети проложены в 2014 г.

Таблица 1.21. Параметры тепловых сетей котельной №54 пос. Пригородный

Год прокладки	Вид прокладки (подземная / надземная)	Вид прокладки (канальная / бесканальная / в помещении)	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке Ду, мм		Длина участка L, м		Наружный диаметр трубопроводов на участке Dн, мм		Материальная характеристика трубопроводов, м ²		
				Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Всего
2014	подземная	бесканальная	ППУ	50	50	86	86	57	57	4,90	4,90	9,80
ИТОГО						86,0	86,0	-	-	4,90	4,90	9,80
в т. ч. надземная прокладка												
подземная прокладка						86,0	86,0	-	-	4,90	4,90	9,80

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

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

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

1.3.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов

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

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

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

Система теплоснабжения котельной №2 в пос. Новый Свет - четырехтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Качественное регулирование обеспечивает стабильный расход теплоносителя и, соответственно, гидравлический режим системы теплоснабжения на протяжении всего отопительного периода, что является основным его достоинством.

Теплоснабжение потребителей от котельной №2 пос. Новый Свет осуществляется по температурным графикам 95/70°C на отопление и 65/50°C на горячее водоснабжение.

Температурный график регулирования отпуска в сеть отопления – 95/70°C, представлен в таблице 1.22.

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

Таблица 1.22. Температурный график котельной №2 пос. Новый Свет

Температура наружного воздуха, °C	Температура прямой воды, °C	Температура обратной воды °C
10	36	32
9	37,5	32,9
8	39	33,8
7	41	35,2
6	43	36,6
5	44,5	37,5
4	46	38,4
3	48	39,8
2	50	41,2
1	51,5	42,1
0	53	43
-1	54,5	43,9
-2	56	44,8
-3	57,5	45,7
-4	59	46,6
-5	60,5	47,5
-6	62	48,4
-7	63,5	49,3
-8	65	50,2
-9	66,5	51,5
-10	68	52
-11	69,5	53
-12	71	54
-13	72,5	55
-14	74	56
-15	75,5	57
-16	77	58
-17	78,5	59
-18	80	60
-19	81,5	61
-20	83	62
-21	84,5	63
-22	86	64

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой воды, °С	Температура обратной воды °С
-23	87,5	65
-24	89	66
-25	90,5	67
-26	92	68
-27	93,5	69
- 28 и ниже	95	70

Примечание: Допускается отклонение температуры теплоносителя - 3°С.

Система теплоснабжения котельных №3 пос. Торфяное и №29 пос. Пригородный - двухтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественно-количественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Для периода температур наружного воздуха от +10°С до -4°С регулировка температуры в обратном трубопроводе обеспечивается изменением объемов теплоносителя.

Температурный график регулирования отпуска в тепловые сети– 95/70°С представлен в таблице 1.23.

Таблица 1.23. Температурный график котельных №3 пос. Торфяное и №29 пос. Пригородный

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой воды, °С	Температура обратной воды °С
10	60	47
9	60	47
8	60	47
7	60	47
6	60	47
5	60	47
4	60	47
3	60	47
2	60	47
1	60	47
0	60	47
-1	60	47
-2	60	47
-3	60	47
-4	60	47
-5	60,5	47,5
-6	62	48,4
-7	63,5	49,3
-8	65	50,2
-9	66,5	51,5

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой воды, °С	Температура обратной воды °С
-10	68	52
-11	69,5	53
-12	71	54
-13	72,5	55
-14	74	56
-15	75,5	57
-16	77	58
-17	78,5	59
-18	80	60
-19	81,5	61
-20	83	62
-21	84,5	63
-22	86	64
-23	87,5	65
-24	89	66
-25	90,5	67
-26	92	68
-27	93,5	69
- 28 и ниже	95	70

Система теплоснабжения котельной №49 в пос. Пригородный и №54 в пос. Пригородный - двухтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом.

Теплоснабжение потребителей осуществляется по температурным графикам 95/70°С на отопление.

Температурный график регулирования отпуска в сеть отопления – 95/70°С, представлен в таблице 1.24.

Таблица 1.24. Температурный график котельных №49 пос. Пригородный и №54 пос. Пригородный

Температура наружного воздуха, °С	Температура прямой сетевой воды, °С	Температура обратной сетевой воды, °С
10	36,0	32,0
9	37,5	32,9
8	39,0	33,8
7	41,0	35,2
6	43,0	36,6
5	44,5	37,5
4	46,0	38,4
3	48,0	39,8
2	50,0	41,2
1	51,5	42,1
0	53,0	43,0
-1	54,5	43,9

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

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

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

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети котельных Новосветского сельского поселения соответствуют расчетным.

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Пьезометрические графики и результаты гидравлического расчета систем теплоснабжения котельной №2 пос. Новый Свет, котельных №№3, 29, 49, 54 пос. Пригородный представлены в приложении Б.

Результаты расчетов показывают, что гидравлические характеристики системы теплоснабжения котельной №2 поселка Новый Свет не соответствуют рекомендованным. Удельные гидравлические потери контура отопления превышают рекомендуемый уровень. Скорости течения сетевой воды в контуре отопления не превышают рекомендованных (более 1,5 м/с), но допускаются ниже (менее 0,3 м/с). При этом скорости течения сетевой воды во всем контуре ГВС значительно ниже рекомендуемой границы (0,3 м/с).

Гидравлические характеристики системы теплоснабжения котельной № 3 пос. Торфяное и котельной №29 пос. Пригородный в целом соответствуют рекомендованным. На отдельных участках наблюдаются пониженные скорости течения теплоносителя (0,3 м/с и меньше). Необходимо отметить, что удельные гидравлические потери на отдельных участках котельной №3 пос. Торфяное превышают рекомендуемый уровень.

Гидравлические характеристики системы теплоснабжения котельной № 49 пос. Пригородный и котельной №54 пос. Пригородный соответствуют рекомендованным.

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

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

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

Как и в случае с удельными потерями давления, допустимые значения скоростей не регламентируются. Существующие рекомендации устанавливают

диапазон оптимальных скоростей от 0,3 м/с до 1,5 м/с. При уменьшении скорости будут расти тепловые потери, при увеличении – гидравлические.

1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей

Данные по статистике аварий и инцидентов, приведшие к останову источника и прекращению теплоснабжения потребителей, отсутствуют.

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

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

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

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

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

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

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

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

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно- изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

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

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

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

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой

точке;

- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

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

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

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

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

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

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

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

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

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

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

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

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

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы.

Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

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

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;

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

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

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

1.3.13. Нормативы технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения – плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго № 325 от 30 декабря 2008 года (с изменениями и дополнениями от 1 февраля 2010 г., 10 августа 2012 г.) «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

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

- потери и затраты теплоносителя в пределах установленных норм;
- потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя;

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;
- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

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

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

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

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

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях АО «Коммунальные системы Гатчинского района» на 2022 год представлены в таблице 1.25.

Таблица 1.25. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях АО «Коммунальные системы Гатчинского района» на 2023 год

Параметр		Котельная №2 п. Новый Свет	Котельная №3 п. Торфяное	Котельная №29 п. Пригород- ный	Котельная №49 п. Пригород- ный	Котельная №54 п. Пригород- ный
Годовые затраты и потери теплоносителя, м³ (т)	с утечкой	5688,15	333,71	79,36	15,11	4,7
	на пусковое заполнение	1310,57	102,14	24,29	1,66	0,1
	всего	6998,72	435,85	103,65	16,77	4,8
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	через изоляцию	4523,66	605,04	203,63	63,71	14,03
	с затратами теплоносителя	357,26	23,02	5,475	0,891	0,273
	всего	4880,92	628,06	209,105	64,601	14,303

1.3.14. Фактические потери тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Тепловые потери в тепловых сетях за последние три года представлены в таблице 1.26.

Таблица 1.26. Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Наименование источника	Ед. изм.	2021	2022	2023
Котельная №2 п. Новый Свет	Гкал	6163,275	5909,3	5400,8
Котельная №3 п. Торфяное	Гкал	963,192	973,3	663,2
Котельная №29 п. Пригородный	Гкал	265,271	234,9	134,8
Котельная №49 п. Пригородный	Гкал	106,88	106,6	107,6
Котельная №54 п. Пригородный	Гкал	65,825	65,8	76,0

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

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

1.3.16. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

На котельной №2 п. Новый Свет теплоснабжение и горячее водоснабжение осуществляется по двум независимым контурам. В контуре ГВС после здания бойлерной циркуляция отсутствует. Схема подключения теплопотребляющих установок представлена на рисунке 1.17.

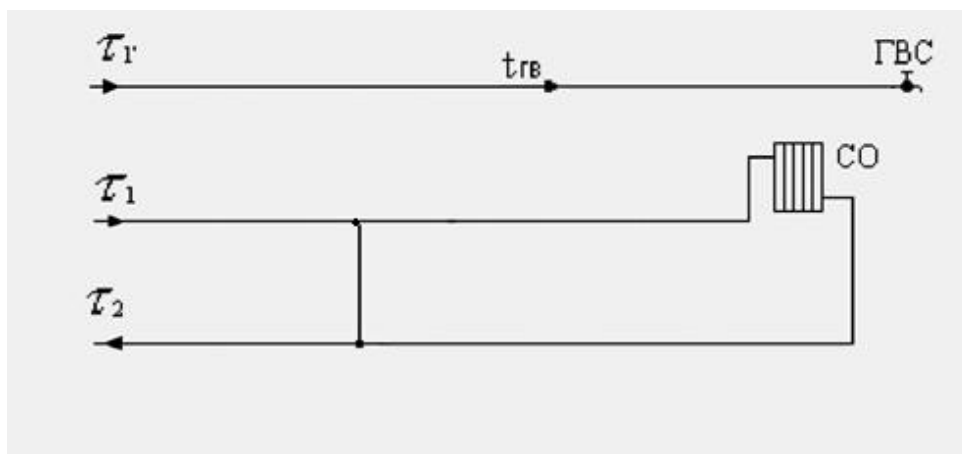


Рисунок 1.17. Схема подключения потребителей котельной №2 к системе теплоснабжения

На котельных №3 п. Торфяное и №№ 29, 49, 54 п. Пригородный нагрузка на горячее водоснабжение отсутствует, схема подключения теплопотребляющих установок представлена на рисунке 1.18.

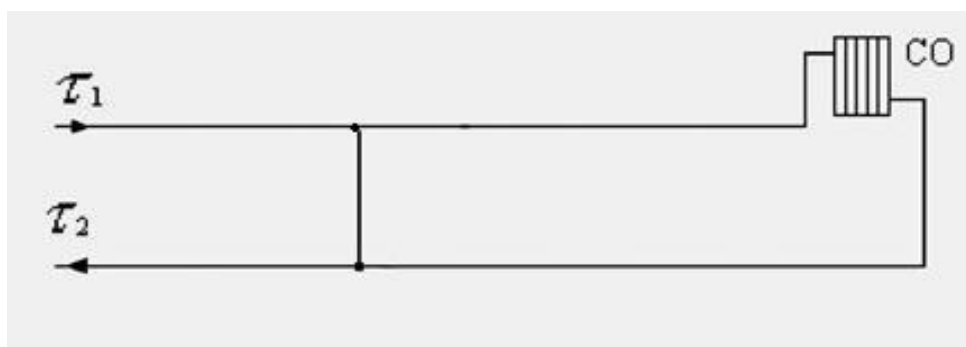


Рисунок 1.18. Схема подключения потребителей к двухтрубной системе теплоснабжения

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

На настоящий момент на территории Новосветского сельского поселения приборами учета тепловой энергии оснащено около 40% бюджетных учреждений, и менее 20% не бюджетных потребителей и жилых зданий.

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

Диспетчерская служба АО «Коммунальные системы Гатчинского района» оснащена средствами телемеханизации. Контроль за работой котельной №2 в пос. Новый Свет, котельной №3 в пос. Торфяное, котельной №29 в пос. Пригородный, котельной №49 в пос. Пригородный, котельной №54 в пос. Пригородный

осуществляется из диспетчерского пункта при помощи программного комплекса «АРМ диспетчера».

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

В системе теплоснабжения центральные тепловые пункты и насосные станции отсутствуют.

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

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

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

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

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

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

1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей

Данные энергетических характеристик тепловых сетей отсутствуют.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

Зоны действия источников представлены на рисунках 1.19 - 1.22.



Рисунок 1.20. Зона действия котельной №3 пос. Торфяное



Рисунок 1.21. Зона действия котельной №29 пос. Пригородный

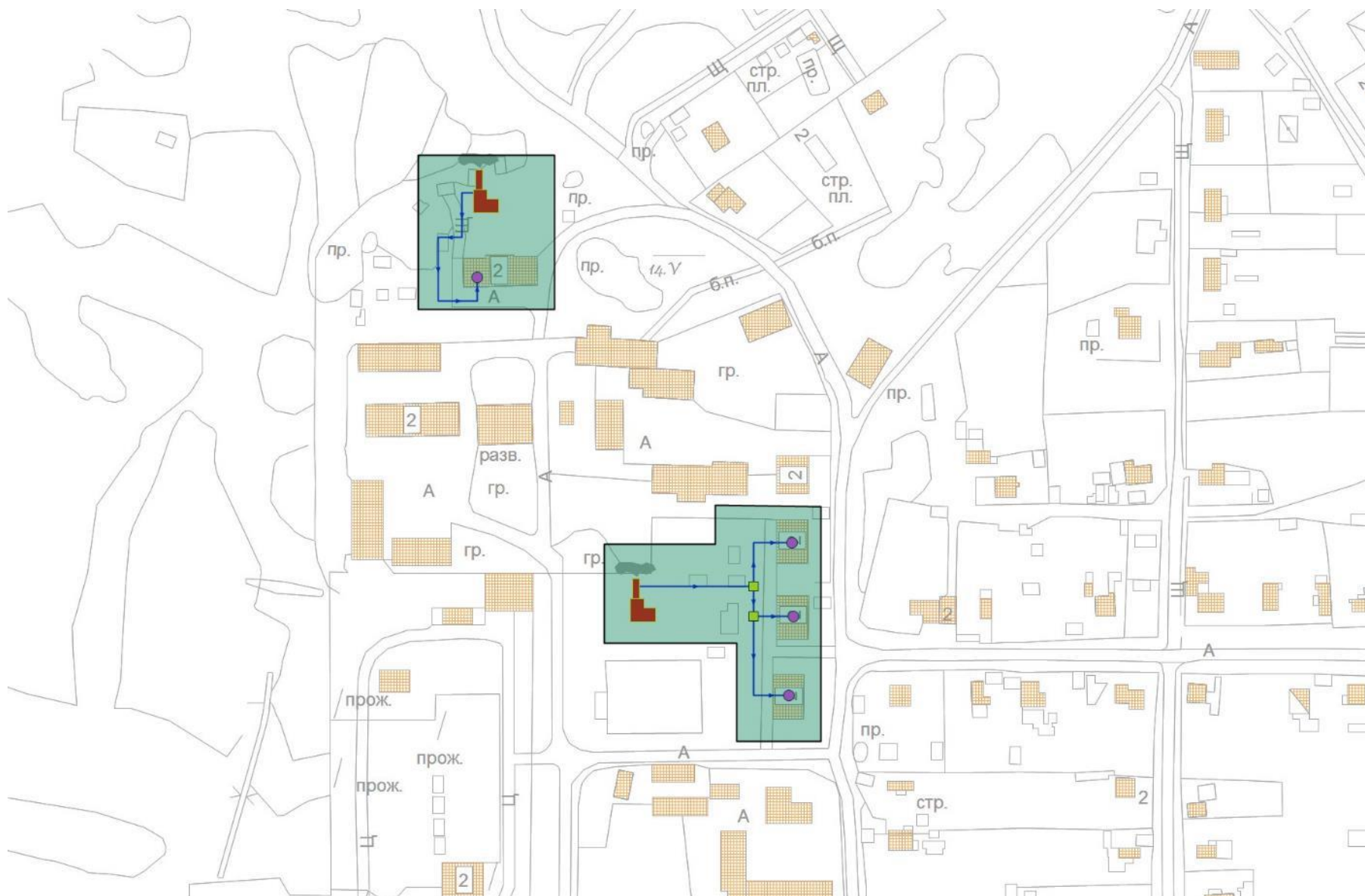


Рисунок 1.22. Зона действия котельных №49 и №54 пос. Пригородный

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

1.5.1. Значение спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и ГВС для Гатчинского района Ленинградской области составляет минус 24°C.

Средняя температура отопительного сезона (принята средней за пять лет, согласно данным метеорологических служб) составляет 0,5°C. Продолжительность отопительного сезона в 2023 году составило 224 дня.

В качестве элементов территориального деления приняты 7 населенных пунктов (3 поселка и 4 деревни), входящие в состав Новосветского сельского поселения:

1. поселок Новый свет;
2. поселок Торфяное;
3. поселок Пригородный;
4. деревня Малое Замостье;
5. деревня Пустошка;
6. деревня Сабры;
7. деревня Коргузи.

Централизованное теплоснабжение присутствует только в пос. Новый Свет, пос. Торфяное и пос. Пригородный.

В п. Новый Свет централизованное теплоснабжение осуществляется от котельных №2, в п. Торфяное – от котельной №3, в п. Пригородный – от котельных №№ 29, 49, 54.

Тепловые нагрузки абонентов котельных представлены в приложении А. В результате анализа перечня потребителей тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения на территории Новосветского сельского поселения были получены значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия источников тепловой

энергии при расчетных температурах наружного воздуха, представленные в таблице 1.27.

Структура тепловой нагрузки Новосветского сельского поселения в пос. Новый Свет, пос. Торфяное и пос. Пригородный представлен на рисунке 1.23.

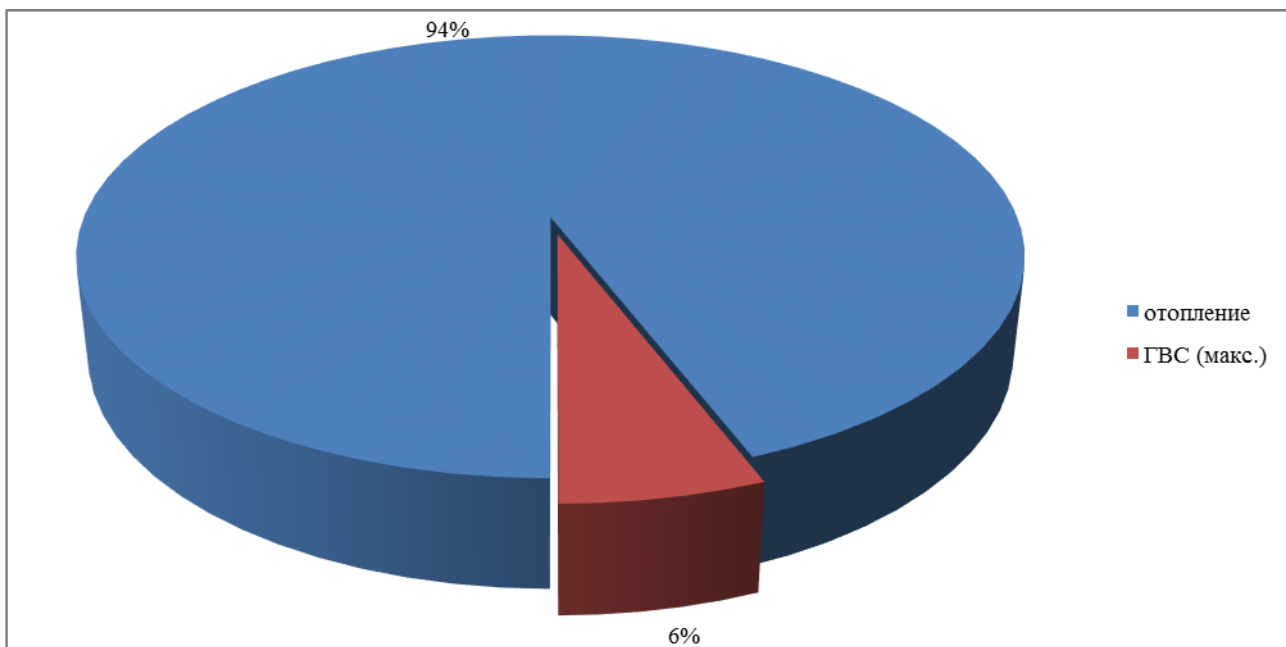


Рисунок 1.23. Структура тепловых нагрузок централизованных систем теплоснабжения Новосветского сельского поселения

Как видно из диаграммы, основную часть тепловой нагрузки (более 90%) в населенных пунктах составляет нагрузка на отопление. Структура распределения тепловой нагрузки приведена на рисунке 1.24.

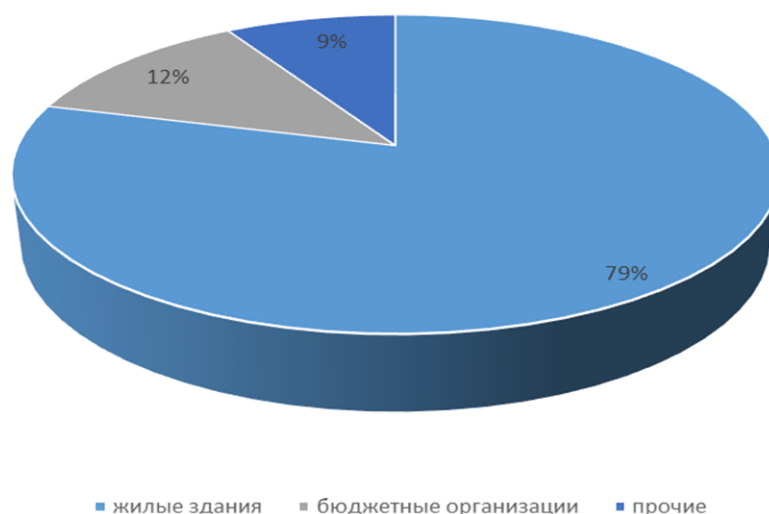


Рисунок 1.24. Структура тепловых нагрузок централизованных систем теплоснабжения Новосветского сельского поселения по типам потребителей

Таблица 1.27. Среднечасовые тепловые нагрузки потребителей систем централизованного теплоснабжения

Наименование показателя	Размерность	Наименование планировочного района, источника				
		п. Новый Свет	п. Торфяное	п. Пригородный	п. Пригородный	п. Пригородный
		Котельная №2	Котельная №3	Котельная №29	Котельная №49	Котельная №54
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	11,4132	1,4578	0,7248	0,1527	0,0777
жилые здания	Гкал/ч	8,9000	1,2943	0,3990	0,1527	0,0777
отопление	Гкал/ч	8,1890	1,2943	0,3990	0,1527	0,0777
ГВС	Гкал/ч	—	—	—	—	—
бюджетные организации	Гкал/ч	0,7110	—	—	—	—
отопление	Гкал/ч	1,5094	0,1574	0,0993	0,0000	0,0000
ГВС	Гкал/ч	1,4748	0,1574	0,0993		
прочие	Гкал/ч	—	—	—	—	—
отопление	Гкал/ч	0,0346	—	—	—	—
ГВС	Гкал/ч	1,0038	0,0061	0,2266	0,0000	0,0000
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	0,9778	0,0061	0,2266	—	—
отопление	Гкал/ч	—	—	—	—	—
ГВС	Гкал/ч	0,0259	—	—	—	—

1.5.2. Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

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

Фактический отпуск тепловой энергии от источников Новосветского сельского поселения за 2023 год представлен в таблице 1.28.

Таблица 1.28. Значение полезного отпуска тепловой энергии в 2023 году

Наименование	Единица измерения	Год
Котельная №2 Новый Свет		
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	32049,7
1. Полезный отпуск, в том числе:	Гкал	26648,9
Отопление, вентиляция	Гкал	20002,2
ГВС	Гкал	6646,7
2. Потери	Гкал	5400,8
Котельная №3 Торфяное		
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	4057,3
1. Полезный отпуск, в том числе:	Гкал	3394,1
Отопление, вентиляция	Гкал	3394,1
ГВС	Гкал	0,0
2. Потери	Гкал	663,2
Котельная №29 Пригородный		
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	1061,6
1. Полезный отпуск, в том числе:	Гкал	926,8
Отопление, вентиляция	Гкал	926,8
ГВС	Гкал	0,0
2. Потери	Гкал	134,8
Котельная №49 Пригородный		
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	339,0
1. Полезный отпуск, в том числе:	Гкал	231,4
Отопление, вентиляция	Гкал	231,4
ГВС	Гкал	0,0
2. Потери	Гкал	107,6
Котельная №54 Пригородный		
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	193,8
1. Полезный отпуск, в том числе:	Гкал	117,9
Отопление, вентиляция	Гкал	117,9
ГВС	Гкал	0,0
2. Потери	Гкал	76,0

В качестве расчетной температуры наружного воздуха принята фактическая температура за рассматриваемый период. Фактические значения температур за 5 предыдущих лет, согласно данным метеорологических служб, представлены в таблице 1.29.

Таблица 1.29. Среднегодовая температуры наружного воздуха за последние 5 лет

Месяц	2019		2020		2021		2022		2023		Среднее за 5 лет
	°С	ч	°С	ч	°С	ч	°С	ч	°С	ч	
январь	-7,7	744	0,8	744	-7	744	-5,3	744	-4,14	744	-4,67
февраль	-1,3	673	-0,3	672	-10	672	-1,9	672	-4,16	672	-3,53
март	-0,7	744	1,1	744	-1,5	744	-2,4	744	-1,66	744	-1,03
апрель	5,6	720	3	720	4,5	720	3,1	720	5,92	720	4,42
май	7,6	288	7,1	504	7	288	8,1	432	6,06	240	7,27
сентябрь	6,1	144	8	72	7	360	8,7	576	15,23	48	8,10
октябрь	5,2	744	7,5	744	7,5	744	6,6	744	3,68	744	6,10
ноябрь	0,5	720	2,6	720	1,5	720	-0,4	720	-1,19	720	0,60
декабрь	0,7	744	-2,1	744	-9	744	-4,9	744	-5,91	744	-4,24
Итого за год		5521		5664		5736		6096		5376	0,5

С учетом сведений, представленных выше, получены значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии Новосветского сельского поселения. Значение приведены в таблице 1.30.

Таблица 1.30. Расчетное значение тепловых нагрузок на коллекторах источников

Наименование	Единица измерения	Год
Котельная №2 Новый Свет		
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/ч	10,636
1. Полезный отпуск, в том числе:	Гкал/ч	8,844
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	7,950
ГВС	Гкал/ч	0,893
2. Потери	Гкал/ч	1,792
Котельная №3 Торфяное		
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/ч	1,613
1. Полезный отпуск, в том числе:	Гкал/ч	1,349
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	1,349
ГВС	Гкал/ч	0,000
2. Потери	Гкал/ч	0,264
Котельная №29 Пригородный		
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/ч	0,422
1. Полезный отпуск, в том числе:	Гкал/ч	0,368
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	0,368
ГВС	Гкал/ч	0,000
2. Потери	Гкал/ч	0,054
Котельная №49 Пригородный		
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/ч	0,135
1. Полезный отпуск, в том числе:	Гкал/ч	0,092
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	0,092
ГВС	Гкал/ч	0,000
2. Потери	Гкал/ч	0,043
Котельная №54 Пригородный		
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/ч	0,077
1. Полезный отпуск, в том числе:	Гкал/ч	0,047
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	0,047
ГВС	Гкал/ч	0,000
2. Потери	Гкал/ч	0,030

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

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

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

Режим работы котельной №2 п. Новый Свет – круглогодичный, на котельных №3 п. Торфяное и №№ 29, 49, 54 п. Пригородный – котельная функционирует только в отопительный период.

Средняя температура наружного воздуха за отопительный период 2023 года, продолжительностью 224 суток, составила плюс 0,5 °С.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах представлены в таблице 1.31.

Таблица 1.31. Значения потребления тепловой энергии в 2023 году

Наименование источника	Единица измерения	Отопительный период	Год
Котельная №2	Гкал	24805,4	26648,9
отопление	Гкал	20002,2	20002,2
вентиляция	Гкал	0,0	0,0
ГВС	Гкал	4803,2	6646,7
Котельная №3	Гкал	3394,1	3394,1
отопление	Гкал	3394,1	3394,1
вентиляция	Гкал	0,0	0,0
ГВС	Гкал	0,0	0,0
Котельная №29	Гкал	926,8	926,8
отопление	Гкал	926,8	926,8
вентиляция	Гкал	0,0	0,0
ГВС	Гкал	0,0	0,0
Котельная №49	Гкал	231,4	231,4
отопление	Гкал	231,4	231,4
вентиляция	Гкал	0,0	0,0
ГВС	Гкал	0,0	0,0
Котельная №54	Гкал	117,9	117,9
отопление	Гкал	117,9	117,9
вентиляция	Гкал	0,0	0,0
ГВС	Гкал	0,0	0,0

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

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

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

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

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются следующие показатели:

в отношении горячего водоснабжения:

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

в отношении отопления:

- в жилых помещениях - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;
- на общедомовые нужды - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений

в многоквартирном доме.

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

Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, утвержденные постановлением Правительства Ленинградской области от 24 ноября 2010 года N 313 (с изм. от 30 мая 2014 года) «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному водоснабжению, водоотведению, горячему водоснабжению и отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета», представлены в таблице 1.32.

Таблица 1.32. Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению на территории Ленинградской области

N п/п	Классификационные группы многоквартирных домов и жилых домов	Норматив потребления тепловой энергии, Гкал/ м², общей площади жилых помещений в месяц
1	Дома постройки до 1945 года	0,0207
2	Дома постройки 1946-1970 годов	0,0173
3	Дома постройки 1971-1999 годов	0,0166
4	Дома постройки после 1999 года	0,0099

Нормативы потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение, утвержденные постановлением Правительства Ленинградской области от 11 февраля 2013 г. N 25 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по электроснабжению, холодному и горячему водоснабжению, водоотведению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории ленинградской области, при отсутствии приборов учета», представлены в таблице 1.33.

Таблица 1.33. Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению

N п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома	Норматив потребления горячая вода, м³/чел. в месяц
1	Многоквартирные дома с централизованным горячим водоснабжением, оборудованные:	
1.1	ваннами от 1650 до 1700 мм, умывальниками, душами, мойками	4,61
1.2	ваннами от 1500 до 1550 мм, умывальниками, душами, мойками	4,53
1.3	сидячими ваннами (1200 мм), душами, умывальниками, мойками	4,45
1.4	умывальниками, душами, мойками, без ванны	3,64
1.5	умывальниками, мойками, имеющими ванну без душа	1,76
1.6	умывальниками, мойками, без централизованной канализации	1,11
2	Многоквартирные дома, оборудованные быстродействующими газовыми водонагревателями с многоточечным водоразбором	
3	Многоквартирные дома, оборудованные ваннами, водопроводом, канализацией и водонагревателями на твердом топливе	-
4	Многоквартирные дома без ванн, с водопроводом, канализацией и газоснабжением	-
5	Многоквартирные дома без ванн, с водопроводом и канализацией	-
6	Многоквартирные дома с водопользованием из уличных водоразборных колонок	-
7	Общежития с общими душевыми	1,75
8	Общежития с душами при всех жилых комнатах	2,06

При расчетах нагрузки на отопление жилых зданий используются удельные расходы тепловой энергии, принимаемые в зависимости от характеристики зданий (год постройки, этажность и пр.) в диапазоне от 70,68 ккал/час до 147,24 ккал/час.

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

В таблице 1.34 представлено сравнение договорной и расчетной тепловой нагрузки, полученной путем пересчета потребления тепловой энергии в 2020 году на расчетную температуру наружного воздуха.

Таблица 1.34. Договорная и расчетная тепловые нагрузки

Наименование	Единица измерения	Договорная тепловая нагрузка	Расчетная тепловая нагрузка	Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок	
				Гкал/ч	%
Котельная №2 Новый Свет					
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/ч	11,413	9,011	2,402	78,95%
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	10,642	8,286	2,356	77,86%
ГВС	Гкал/ч	0,772	0,725	0,047	93,96%
Котельная №3 Торфяное					
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/ч	1,458	1,270	0,135	87,14%

Наименование	Единица измерения	Договорная тепловая нагрузка	Расчетная тепловая нагрузка	Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок	
				Гкал/ч	%
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	1,458	1,270	0,135	87,14%
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	—
Котельная №29 Пригородный					
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/ч	0,725	0,363	0,294	50,04%
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	0,725	0,363	0,294	50,04%
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	—
Котельная №49 Пригородный					
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/ч	0,153	0,084	0,063	55,25%
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	0,153	0,084	0,063	55,25%
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	—
Котельная №54 Пригородный					
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/ч	0,078	0,043	0,029	55,36%
Отопление, вентиляция	Гкал/ч	0,078	0,043	0,029	55,36%
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	—

Как видно из таблицы 1.34, на котельных №2, №3, №29, №49, №54 значения договорной нагрузки на отопление превышают расчетные.

1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения

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

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

В ходе проведения работ по сбору и анализу исходных данных для разработки Схемы теплоснабжения Новосветского сельского поселения были сформированы балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии. Указанные балансы, с разделением по расчетным элементам территориального деления Новосветского сельского поселения, представлены в таблице 1.35.

Таблица 1.35. Балансы тепловой мощности по источникам тепловой энергии Новосветского сельского поселения

Наименование источника	Ед. изм.	Котельная №2	Котельная №3	Котельная №29	Котельная №49	Котельная №54
Установленная мощность	Гкал/час	20,60	4,30	1,38	0,17	0,17
Располагаемая мощность	Гкал/час	20,60	4,30	1,38	0,17	0,17
Собственные нужды	Гкал/час	0,31	0,05	0,02	0,01	0,00
	%	2,79%	2,93%	3,98%	4,02%	4,88%
Тепловая мощность нетто,	Гкал/час	20,29	4,25	1,36	0,16	0,17
Потери	Гкал/час	1,79	0,26	0,05	0,04	0,03
в тепловых сетях	%	16,85%	16,34%	12,69%	31,74%	39,19%
Присоединенная расчетная нагрузка	Гкал/час	8,84	1,35	0,37	0,09	0,05
Отопление	Гкал/час	7,95	1,35	0,37	0,09	0,05
Вентиляция	Гкал/час	-	-	-	-	-
ГВС	Гкал/час	0,89	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв("+)/Дефицит (" - ")	Гкал/час	9,66	2,64	0,94	0,03	0,09
	%	47,59%	62,07%	69,03%	18,03%	53,60%

1.6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения

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

Как видно из таблицы 1.35 в п. 1.6.1, все источники тепловой энергии на территории Новосветского сельского поселения имеют резерв тепловой мощности от 18% до 69%. Графически данная информация представлена на рисунке 1.25.

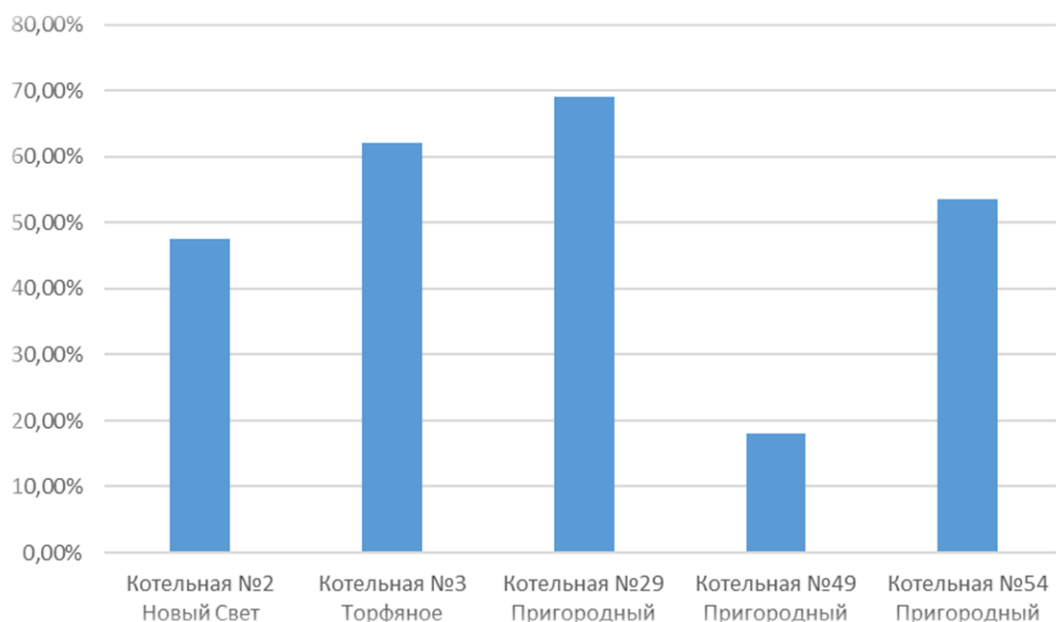


Рисунок 1.25. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто источников централизованного теплоснабжения на территории Новосветского сельского поселения

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

Гидравлические режимы источников тепловой энергии представлены в разделе 1.3.8.

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

В настоящее время дефицит тепловой мощности на источниках теплоснабжения Новосветского сельского поселения отсутствует.

1.6.5. Резервы 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.

Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии показаны в пунктах 1.6.1 и 1.6.2. Расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности схемой не предполагается.

1.7. Балансы теплоносителя

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

1.7.1.1. *Нормативный режим подпитки*

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

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

Среднегодовая утечка теплоносителя ($\text{м}^3/\text{ч}$) 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_u) не должен превышать значений, приведенных в Таблице 3 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003». При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть ниже указанных расходов.

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

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

где:

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

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

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

1.7.1.2. Аварийный режим подпитки

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ и Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей (РД 34.20.801-2000, утв. Минэнерго РФ) в качестве аварии тепловой сети рассматривают лишь повреждение магистрального трубопровода, которое приводит к перерыву теплоснабжения на срок не менее 36 ч. Таким образом, к аварии приводит существенное повреждение магистрального трубопровода, при котором утечка теплоносителя является фактически не компенсируемой. При такой аварийной утечке требуется неотложное отключение поврежденного участка.

Нормируя аварийную подпитку, составители СНиП имели в виду инцидентную подпитку (в терминологии названных выше документов), которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов тепловой сети.

Согласно требованию СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не

предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

1.7.2. Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей отсутствуют. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть приведены в таблице 1.36.

Таблица 1.36. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок

Показатель	Единицы измерения	Котельная №2 Новый Свет	Котельная №3 Торфяное	Котельная №29 Пригородный	Котельная №49 Пригородный	Котельная №54 Пригородный
Объем тепловой сети	м ³	451,39	29,96	6,80	1,42	0,44
Водоразбор на нужды ГВС	м ³ /ч	14,36	0,00	0,00	0,00	0,00
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	м ³ /ч	1,13	0,07	0,02	0,00	0,00
Предельный часовой расход на заполнение	м ³ /ч	35,00	20,00	12,50	8,00	5,00
Итого подпитка подготовленной водой	м ³ /ч	50,49	20,07	12,52	8,00	5,00
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	м ³ /ч	9,03	0,60	0,14	0,03	0,01

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

На территории Новосветского сельского поселения функционирует 5 источников тепловой энергии: в пос. Новый Свет централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №2, в пос. Торфяное – от котельной №3, в пос. Пригородный – от котельных №№ 29, 49, 54.

В качестве основного топлива на котельной №2 пос. Новый Свет используется природный газ. Средняя калорийность природного газа составляет 8025 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной согласно данным ресурсоснабжающей организации представлены в таблице 1.37.

Таблица 1.37. Топливо-энергетические балансы котельной №2 пос. Новый Свет

Наименование показателя	Единицы измерений	2021	2022	2023
Выработано тепловой энергии	Гкал	35916,66	27 885,4	32969,7
Затрачено натурального топлива	тыс. м ³	4763,81	4 135,1	3968,3

В качестве основного топлива на котельной №3 пос. Торфяное используется природный газ. Калорийность природного газа составляет 8025 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной согласно данным ресурсоснабжающей организации представлены в таблице 1.38.

Таблица 1.38. Топливо-энергетические балансы котельной №3 пос. Торфяное

Наименование показателя	Единицы измерений	2021	2022	2023
Выработано тепловой энергии	Гкал	4550,69	4159,2	4179,6
Затрачено натурального топлива	тыс. м ³	774,33	609,5	592,3

В качестве основного топлива на котельной №29 пос. Пригородный используется природный газ. Калорийность природного газа составляет 7903 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной согласно данным ресурсоснабжающей организации представлены в таблице 1.39.

Таблица 1.39. Топливо-энергетические балансы котельной №29 пос. Пригородный

Наименование показателя	Единицы измерений	2021	2022	2023
Выработано тепловой энергии	Гкал	1440,21	1491,7	1105,6

Наименование показателя	Единицы измерений	2021	2022	2023
Затрачено натурального топлива	тыс. м ³	275,22	206,9	187,2

В качестве основного топлива на котельной №49 пос. Пригородный используется дизтопливо. Средняя калорийность составляет 10290 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной согласно данным ресурсоснабжающей организации представлены в таблице 1.40.

Таблица 1.40. Топливо-энергетические балансы котельной №49 пос. Пригородный

Наименование показателя	Единицы измерений	2021	2022	2023
Выработано тепловой энергии	Гкал	352,02	435,8	353,2
Затрачено натурального топлива	т.	49,57	47,43	48,2

В качестве основного топлива на котельной №54 пос. Пригородный используется дизтопливо. Калорийность составляет 10290 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной согласно данным ресурсоснабжающей организации представлены в таблице 1.41.

Таблица 1.41. Топливо-энергетические балансы котельной №54 пос. Пригородный

Наименование показателя	Единицы измерений	2021	2022	2023
Выработано тепловой энергии	Гкал	192,23	308,6	203,8
Затрачено натурального топлива	т.	30,86	33,6	33,2

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

На всех котельных на территории Новосветское сельского поселения аварийное топливо не предусмотрено, резервное топливо отсутствует.

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

Описание особенностей характеристик видов топлива отсутствует.

1.8.4. Использование местных видов топлива

Местные виды топлива на источниках Новосветского сельского поселения не используются.

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

На котельных Новосветского сельского поселения в качестве топлива используется природный газ и дизельное топливо.

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

На территории Новосветского сельского поселения преобладающим видом топлива является природный газ.

1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа

В качестве приоритетного направления развития топливного баланса предлагается рассмотреть газификацию населенных пунктов поселения и перевод котельных №49 и №54 на газ.

1.9. Надежность теплоснабжения

1.9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

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

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.

Данные по отказам участков тепловых сетей за период 2019-2023 гг. представлены в разделе 1.3.9.

1.9.2. Частота отключений потребителей

Сведения об отказах участков тепловых сетей за период 2018-2022 гг. отсутствуют.

1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения

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

1.9.4. Карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения

Информация по картам-схемам тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения отсутствует.

1.9.5. Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора

Аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, за отчетный период не происходило.

1.9.6. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении.

Аварийных ситуаций при теплоснабжении за отчетный период не происходило.

1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В границах Новосветского сельского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет акционерное общество «Коммунальные системы

Гатчинского района». Техничко-экономические показатели АО «Коммунальные системы Гатчинского района» представлены в таблице 1.42.

Таблица 1.42. Техничко-экономические показатели АО «Коммунальные системы Гатчинского района»

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	852 658,00
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	534 149,12
2.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
2.2	расходы на топливо	тыс. руб.	0,00
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	30 364,00
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	7,28
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	4 170,21
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	18 390,02
2.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	5 985,9800
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	35 460,02
2.7	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	61 749,53
2.8	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	65 371,64
2.9	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	
2.10	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	
2.10.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	2 303,89
2.10.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	131 261,85
2.11	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0,00
2.11.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
2.11.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	140 344,97
2.12	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
2.12.1	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		отсутствует
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	133 903,67
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	49 358,93
5	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	0,00
6	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	420,77
6.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00
7	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	342,32
7.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	0,0000

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
7.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	0,0000
7.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,0000
8	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	63,71
8.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	38,33
10	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	96
11	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	66
13	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	—
14	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	—
15	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	9,40
16	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	2,47

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

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

В границах Новосветского сельского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет акционерное общество «Коммунальные системы Гатчинского района».

Сведения об утвержденных тарифах, устанавливаемых Комитетом по тарифам и ценовой политике Ленинградской области (ЛенРТК) на тепловую энергию (мощность), поставляемую АО «Коммунальные системы Гатчинского района», представлены в таблице 1.43.

Таблица 1.43. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Коммунальные системы Гатчинского района»

Вид тарифа	Год с календарной разбивкой	Тариф		Наименование органа, принявшего решение, реквизиты решения и источник официального опубликования решения
		Экономически обоснованные тарифы на тепловую энергию для ресурсноснабжаемой организации (без НДС), руб./Гкал	Тариф на тепловую энергию для населения (с НДС), руб./Гкал	
Однотарифный, руб./Гкал	с 01.01.2018 по 30.06.2018	3430,52	2522,83	449-п от 18.12.2017 633-п от 19.12.2017
	с 01.07.2018 по 31.12.2018	3430,52	2522,83	
	с 01.01.2019 по 30.06.2019	3430,52	2565,59	449-п от 18.12.2017 677-п от 20.12.2018
	с 01.07.2019 по 31.12.2019	3430,52	2565,59	
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	3297,18	2565,59	618-п от 20.12.2019 711-п от 20.12.2019
	с 01.07.2020 по 31.12.2020	3297,18	2565,59	
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	3261,18	2565,59	424-п от 18.12.2020 447-п от 18.12.2020
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	3261,18	2600,00	
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	3201,66	2600,00	424-п от 16.12.2021 549-п от 20.12.2021
	с 01.07.2022 по 31.12.2022	3201,66	2600,00	
	с 01.01.2023 по 31.12.2023	3455,54	2800,00	452-п от 25.11.2022 519-п от 28.11.2022
	с 01.01.2024 по 30.06.2024	3455,54	2800,00	540-п от 20.12.2023 491-п от 20.12.2023

Рост тарифа на тепловую энергию для населения за период с 01.01.2018 по 31.12.2023 года составляет около 11%. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Коммунальные системы Гатчинского района»,

графически представлена на рисунке 1.26.

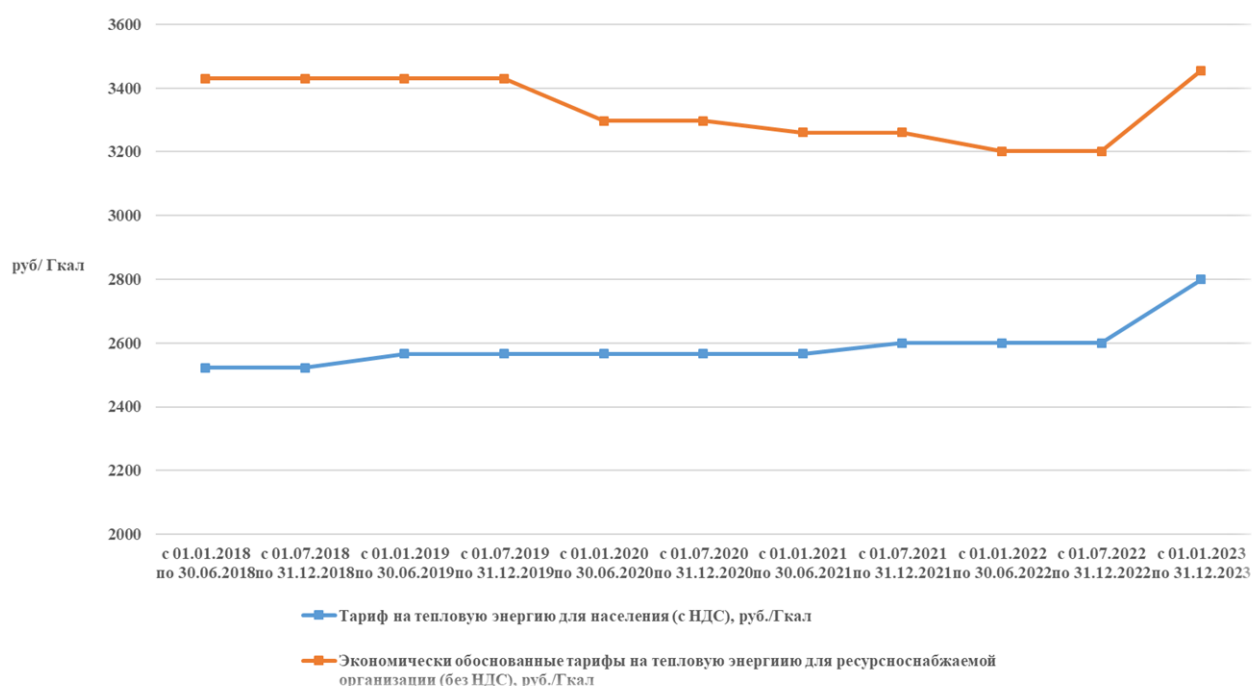


Рисунок 1.26. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Коммунальные системы Гатчинского района»

1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- на топливо;
- на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- на сырье и материалы;
- на ремонт основных средств;
- на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов;

- прочие расходы.

Структура тарифа АО «Коммунальные системы Гатчинского района» представлена в таблице 1.44.

Таблица 1.44. Структура тарифа АО «Коммунальные системы Гатчинского района»

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение
1	Расходы на топливо	тыс. руб.	0,00
2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе		30 364,00
3	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе		18 390,02
4	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе		5 985,98
5	Расходы на оплату труда основного производственного персонала		35 460,02
6	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала		0
7	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала		61 749,53
8	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала		0
9	Расходы на амортизацию основных производственных средств		65 371,64
10	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности		0,00
11	Общепроизводственные расходы		133 565,74
12	Общехозяйственные расходы		140 344,97
13	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств		0,00
14	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности		0,00
15	Всего		491 231,90

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

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

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

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, отсутствует.

1.11.5. Динамика предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет

Новосветское сельское поселение не относится к ценовой зоне теплоснабжения.

1.11.6. Средневзвешенный уровень сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

Новосветское сельское поселение не относится к ценовой зоне теплоснабжения.

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

1.12.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения

1.Высокий уровень потерь тепловой энергии в сетях и как следствие низкая эффективность транспортировки тепловой энергии ввиду высокого процента износа тепловых сетей.

2.Высокий уровень износа основного и вспомогательного оборудования на источниках тепловой энергии.

3.Отсутствие приборов учета тепловой энергии у ряда потребителей тепловой энергии.

1.12.2. Существующие проблемы организации надежного теплоснабжения

Основной проблемой систем теплоснабжения на территории Новосветского сельского поселения является высокий физический износ тепловых сетей и основного оборудования котельных и, как следствие, их высокая аварийность. Значительная часть тепловых сетей были проложены до 1989 года, то есть срок эксплуатации тепловых сетей превышает 25 лет. Котельная №3 пос. Торфяное эксплуатируется с 1994 года, срок эксплуатации превышает 25 лет.

1.12.3. Существующие проблемы развития системы теплоснабжения

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

1.12.4. Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Транспорт основного топлива (газа) для источников тепловой энергии осуществляется по централизованной системе газоснабжения.

На всех источниках организован и поддерживается нормативный запас топлива.

Нарушений в поставке топлива за период 2019-2023 гг. не выявлено.

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

Предписания надзорных органов об устранении нарушений отсутствуют.

1.13. Экологическая безопасность теплоснабжения

1.13.1. Электронную карту территории поселения, городского округа, города федерального значения с размещением на ней всех существующих объектов теплоснабжения

Электронная карта территории муниципального образования с размещением на ней объектов теплоснабжения реализована на базе ПРК: УПРЗА «Эколог».

Внешний вид карты, используемой для проведения расчетов в части обеспечения экологической безопасности теплоснабжения, представлен на рисунке ниже.

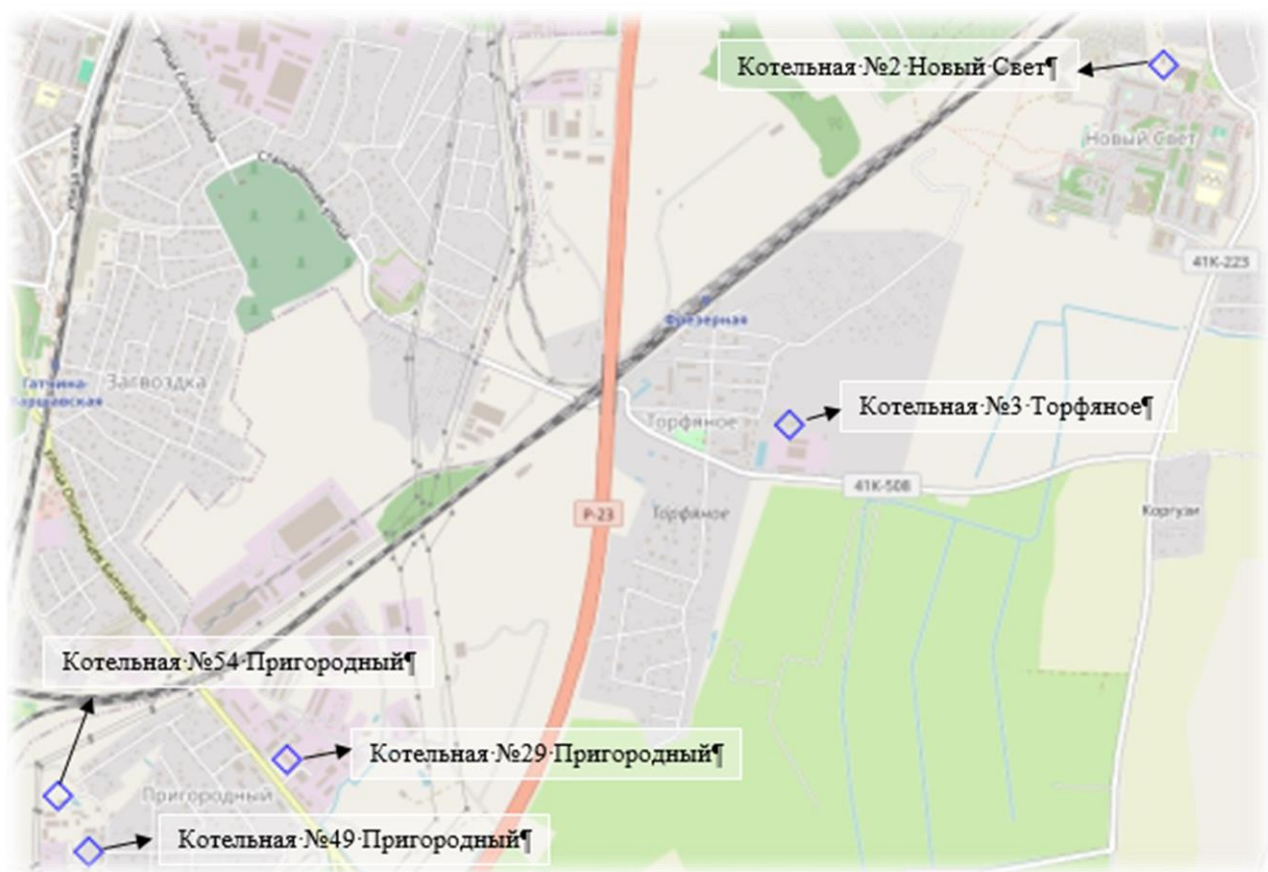


Рисунок 1.27. Карта размещения объектов на территории муниципального образования

1.13.2. Описание фоновых или сводных расчетов концентраций загрязняющих веществ на территории поселения, городского округа, города федерального значения

Оценка уровня загрязнения атмосферы выражается через концентрацию примеси путем сравнения ее с гигиеническими нормативами. Наиболее распространенными в настоящее время критериями оценки качества природных сред - атмосферного воздуха и вод суши - являются предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в названных средах. Нормативы ПДК различных веществ, утвержденные Минздравом России, едины для всего государства. В России установлены ПДК для более 600 различных атмосферных примесей (СанПиН 1.2.3685-21).

На территории муниципального образования отсутствуют регулярные наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха. В соответствии с временными

рекомендациями Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды на период 2024-2028 гг. возможно использование в качестве оценочного уровня фоновых значений загрязнения значения согласно таблиц ниже.

Таблица 1.45. Значения фоновых концентраций загрязняющих веществ, мкг/куб.м., в населенных пунктах с различным числом жителей

Численность населения, тыс. чел.	ВВ	SO ₂	NO ₂	NO	CO, мг/куб.м.	Формальдегид	H ₂ S	БП _Е , нг/куб.м.	БП _А , нг/куб.м.
От 50 до 100 (вкл.)	261	15	63	45	1,9	19	2	0,9	7,0
От 10 до 50 (вкл.)	250	17	58	36	1,8	21	3	0,9	6,6
10 и менее	192	20	43	27	1,2	21	2	0,75	3,3

Таблица 1.46. Значения фоновых долгопериодных средних концентраций загрязняющих веществ, мкг/куб.м., в населенных пунктах с различным числом жителей

Численность населения, тыс. чел.	ВВ	SO ₂	NO ₂	NO	CO, мг/куб.м.	Формальдегид	H ₂ S	БП _Е , нг/куб.м.	БП _А , нг/куб.м.
От 50 до 100 (вкл.)	95	5	28	18	0,9	7	1	0,4	2,6
От 10 до 50 (вкл.)	94	6	25	13	0,9	8	1	0,4	3,0
10 и менее	70	9	21	12	0,7	8	1	0,4	1,3

С учетом численности населения муниципального образования менее 10 тыс. чел. в качестве фоновых концентраций загрязняющих веществ принимаются соответствующие значения таблиц. В отношении показателя загрязнения бенз(а)пиреном принимаются значения, соответствующие столбцу БПА, в соответствии с территориальным расположением муниципального образования в Европейской части России.

1.13.3. Описание характеристик и объемов сжигаемых видов топлив на каждом объекте теплоснабжения в соответствии с частью 8 главы 1 требований к схемам

На территории Новосветского сельского поселения функционирует 5 источников тепловой энергии: в пос. Новый Свет централизованное теплоснабжение

осуществляется от котельной №2, в пос. Торфяное – от котельной №3, в пос. Пригородный – от котельных № 29, 49, 54.

В качестве основного топлива на котельных №2, 3, 29 используется природный газ. На котельных №49 и 54 используется дизтопливо.

Сводная информация о применяемом основном и резервном топливе, а также объемы его потребления приведены в таблице ниже.

Таблица 1.47. Объемы затраченного топлива на котельных муниципального образования

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Основное топливо	Резервное топливо	Выработка тепловой энергии, тыс. Гкал	Расход условного топлива, т.у.т.	Расход натурального топлива / ед. измерения
1	Котельная №2 Новый Свет	ПГ	ДТ	32,97	4549,3	3968,3
2	Котельная №3 Торфяное	ПГ	ДТ	4,178	679,0	592,3
3	Котельная №29 Пригородный	ПГ	ДТ	1,105	214,6	187,2
4	Котельная №49 Пригородный	ДТ	ДТ	0,353	70,8	48,2
5	Котельная №54 Пригородный	ДТ	ДТ	0,204	48,7	33,2

1.13.4. Описание технических характеристик котлоагрегатов в соответствии с частью 2 главы 1 требований к схемам, с добавлением описания технических характеристик дымовых труб и устройств очистки продуктов сгорания от вредных выбросов

Описание технических характеристик котлоагрегатов представлено в составе раздела 1.2 настоящего документа. Сведения о характеристиках дымовых труб и уходящих газов приведены в разрезе источников тепловой энергии и представлены в таблице ниже.

Устройства очистки продуктов сгорания на источниках тепловой энергии на территории муниципального образования отсутствуют.

Таблица 1.48. Характеристики дымовых труб и уходящих газов в разрезе источников тепловой энергии муниципального образования

№ ист.	Наименование источника	Высота дымовой трубы (источника выбросов), м	Диаметр устья, м	Темп. угод. газов, °С
1	Котельная №2 Новый Свет	10	1,5	160
2	Котельная №3 Торфяное	10	1,5	160
3	Котельная №29 Пригородный	10	1,5	160
4	Котельная №49 Пригородный	10	1,5	180
5	Котельная №54 Пригородный	10	1,5	180

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

Описание валовых и максимальных разовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на источниках тепловой энергии муниципального образования сформировано на основании предоставленных данных об объемах выбросов, фактически потребленного топлива и режимов работы энергоисточников за базовый период настоящей схемы теплоснабжения. Результаты представлены в таблице ниже.

Таблица 1.49. Валовые и максимальные разовые выбросы от ИЗАВ на территории муниципального образования

Наименование	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/г
Котельная №2 Новый Свет		
Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,6380140	8,566600
Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,1036770	1,392010
Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,9924470	13,325550
Бенз/а/пирен	0,0000003	0,000004
Котельная №3 Торфяное		
Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,0788650	0,878980
Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,0128160	0,142830
Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,1784540	1,988943
Бенз/а/пирен	2,9670000E-08	3,304000E-07
Котельная №29 Пригородный		
Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,0221310	0,238030
Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,0035960	0,038680
Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,0584460	0,628618
Бенз/а/пирен	1,7280000E-09	1,857000E-08
Котельная №49 Пригородный		
Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,0591700	1,347000
Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,0076930	0,175129
Сера диоксид	0,0124480	0,283387
Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,0294130	0,669609
Бенз/а/пирен	1,7280000E-09	1,857000E-08
Котельная №54 Пригородный		
Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,2087070	0,926607
Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,0271320	0,120459
Сера диоксид	0,0439050	0,194922
Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,1037410	0,460578
Бенз/а/пирен	1,7280000E-09	1,857000E-08

1.13.6. Описание результатов расчетов средних за год концентраций вредных (загрязняющих) веществ в приземном слое атмосферного воздуха от объектов теплоснабжения

В результате расчетов средних за год концентраций вредных (загрязняющих) веществ в приземном слое атмосферного воздуха от объектов теплоснабжения муниципального образования ничтожно малы, что позволяет пренебречь детальным расчетом рассеивания из-за величины малости.

Превышения ПДК_{сг} по результатам расчетов не зафиксированы.

1.13.7. Описание результатов расчетов максимальных разовых концентраций вредных (загрязняющих) веществ в приземном слое атмосферного воздуха от объектов теплоснабжения

Максимальные разовые концентрации вредных (загрязняющих) веществ в приземном слое атмосферного воздуха (C_m) определяются для каждого из источников загрязнения атмосферного воздуха (в частности, дымовых труб котельных) с учетом их технических параметров и климатических характеристик местности.

Максимальные разовые концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха достигаются при опасной скорости ветра U_m на расстоянии X_m от источника выброса.

Согласно произведенным расчетам, максимальные разовые концентрации вредных (загрязняющих) веществ не превышают установленные предельно допустимые концентрации. Результаты оценки с указанием U_m и X_m для каждого из источников выбросов на территории муниципального образования представлены в таблице ниже.

Таблица 1.50. Результаты расчетов максимальных разовых концентраций вредных (загрязняющих) веществ в приземном слое атмосферного воздуха от объектов теплоснабжения

Наименование вещества	Лето			Зима		
	См/ПДК	X_m , м	U_m , м/с	См/ПДК	X_m , м	U_m , м/с
Котельная №2 Новый Свет						
Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,24	217,42	5,25	0,23	221,15	5,65
Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,02	217,42	5,25	0,02	221,15	5,65
Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,01	217,42	5,25	0,01	221,15	5,65
Бенз/а/пирен	0	217,42	5,25	0	221,15	5,65
Котельная №3 Торфяное						
Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,03	217,42	5,25	0,03	221,15	5,65
Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0	217,42	5,25	0	221,15	5,65
Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0	217,42	5,25	0	221,15	5,65
Бенз/а/пирен	0	217,42	5,25	0	221,15	5,65
Котельная №29 Пригородный						
Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,01	217,42	5,25	0,01	221,15	5,65
Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0	217,42	5,25	0	221,15	5,65
Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0	217,42	5,25	0	221,15	5,65
Бенз/а/пирен	0	217,42	5,25	0	221,15	5,65
Котельная №49 Пригородный						
Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,02	218,82	5,41	0,02	222,36	5,78
Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0	218,82	5,41	0	222,36	5,78
Сера диоксид	0	218,82	5,41	0	222,36	5,78
Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0	218,82	5,41	0	222,36	5,78
Бенз/а/пирен	0	218,82	5,41	0	222,36	5,78
Котельная №54 Пригородный						
Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,08	218,82	5,41	0,07	222,36	5,78
Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0	218,82	5,41	0	222,36	5,78
Сера диоксид	0,01	218,82	5,41	0,01	222,36	5,78
Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0	218,82	5,41	0	222,36	5,78
Бенз/а/пирен	0	218,82	5,41	0	222,36	5,78

1.13.8. Данные расчетов рассеивания вредных (загрязняющих) веществ от существующих объектов теплоснабжения, представленные на карте-схеме поселения, городского округа, города федерального значения

Согласно результатов расчета максимальных разовых концентраций вредных (загрязняющих) веществ в приземном слое атмосферного воздуха от объектов теплоснабжения не превышает величины 0,1 ПДК_{мр}, что позволяет пренебречь детальным расчетом рассеивания из-за величины малости.

ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Централизованное теплоснабжение присутствует только в пос. Новый Свет, пос. Торфяное и пос. Пригородный.

В пос. Новый Свет централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №2, в пос. Торфяное – от котельной №3, в пос. Пригородный – от котельных №№ 29, 49, 54.

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

Таблица 2.1. Значение базового уровня потребления тепловой энергии по Новосветскому сельскому поселению

Наименование	Единица измерения	Год
Котельная №2 Новый Свет		
Отпуск тепловой энергии в сеть	Тыс. Гкал	32,05
1. Полезный отпуск, в том числе:	Тыс. Гкал	26,65
Отопление, вентиляция	Тыс. Гкал	20,00
ГВС	Тыс. Гкал	6,65
2. Потери	Тыс. Гкал	5,40
Котельная №3 Торфяное		
Отпуск тепловой энергии в сеть	Тыс. Гкал	4,06
1. Полезный отпуск, в том числе:	Тыс. Гкал	3,39
Отопление, вентиляция	Тыс. Гкал	3,39
ГВС	Тыс. Гкал	0,00
2. Потери	Тыс. Гкал	0,66
Котельная №29 Пригородный		
Отпуск тепловой энергии в сеть	Тыс. Гкал	1,06
1. Полезный отпуск, в том числе:	Тыс. Гкал	0,93
Отопление, вентиляция	Тыс. Гкал	0,93
ГВС	Тыс. Гкал	0,00
2. Потери	Тыс. Гкал	0,13
Котельная №49 Пригородный		
Отпуск тепловой энергии в сеть	Тыс. Гкал	0,34
1. Полезный отпуск, в том числе:	Тыс. Гкал	0,23
Отопление, вентиляция	Тыс. Гкал	0,23
ГВС	Тыс. Гкал	0,00
2. Потери	Тыс. Гкал	0,11
Котельная №54 Пригородный		
Отпуск тепловой энергии в сеть	Тыс. Гкал	0,19
1. Полезный отпуск, в том числе:	Тыс. Гкал	0,12
Отопление, вентиляция	Тыс. Гкал	0,12
ГВС	Тыс. Гкал	0,00
2. Потери	Тыс. Гкал	0,08

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

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

Также в перспективе на территории муниципального образования планируется массивная жилая застройка в п. Торфяное и п. Новый Свет согласно Генерального плана. Однако учитывая фактические объемы ввода площадей в ретроспективе точные объемы и сроки ввода объектов будут уточнены при последующих актуализациях и в данной актуализации схемы не рассматриваются.

Актуализированный прогноз увеличения площадей строительных фондов за счет нового строительства приведено в таблице 2.2.

Итоговое изменение площадей строительных фондов (нарастающим итогом) на территории Новосветского сельского поселения представлен в таблице 2.3. Как видно из таблицы, на конец расчетного срока на 2035 г. на территории Новосветского сельского поселения планируется прирост площади строительных фондов в размере 55,3 тыс. м².

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

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
	год	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	2033-2035
Новосветское сельское поселение	тыс. м²	-	19,2	8,28	4,14	4,14	16,56	3
Жилые	тыс. м ²	-	17,8	7,8	3,9	3,9	15,6	0
Общественные	тыс. м ²	-	1,38	0,48	0,24	0,24	0,96	3
Прочие	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Котельная №2 Новый Свет	тыс. м²	-	19,1	8,2	4,1	4,1	16,4	0,8
Жилые	тыс. м ²	-	17,8	7,8	3,9	3,9	15,6	0
Общественные	тыс. м ²	-	1,3	0,4	0,2	0,2	0,8	0,8
Прочие	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Котельная №3 Торфяное	тыс. м²	-	0,08	0,08	0,04	0,04	0,16	2,2
Жилые	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Общественные	тыс. м ²	-	0,08	0,08	0,04	0,04	0,16	2,2
Прочие	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Котельная №29 Пригородный	тыс. м²	-	0	0	0	0	0	0
Жилые	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Общественные	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Прочие	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Котельная №49 Пригородный	тыс. м²	-	0	0	0	0	0	0
Жилые	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Общественные	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Прочие	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Котельная №54 Пригородный	тыс. м²	-	0	0	0	0	0	0
Жилые	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Общественные	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Прочие	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0

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

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
	год	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	2033-2035
Новосветское сельское поселение	тыс. м²	-	19,2	27,5	31,6	35,7	52,3	55,3
Жилые	тыс. м ²	-	17,8	25,6	29,5	33,4	49	49
Общественные	тыс. м ²	-	1,38	1,86	2,1	2,34	3,3	6,3
Прочие	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Котельная №2 Новый Свет	тыс. м²	-	19,1	27,3	31,4	35,5	51,9	52,7
Жилые	тыс. м ²	-	17,8	25,6	29,5	33,4	49	49
Общественные	тыс. м ²	-	1,3	1,7	1,9	2,1	2,9	3,7
Прочие	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Котельная №3 Торфяное	тыс. м²	-	0,08	0,16	0,2	0,24	0,4	2,6
Жилые	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Общественные	тыс. м ²	-	0,08	0,16	0,2	0,24	0,4	2,6
Прочие	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Котельная №29 Пригородный	тыс. м²	-	0	0	0	0	0	0
Жилые	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Общественные	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Прочие	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Котельная №49 Пригородный	тыс. м²	-	0	0	0	0	0	0
Жилые	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Общественные	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Прочие	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Котельная №54 Пригородный	тыс. м²	-	0	0	0	0	0	0
Жилые	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Общественные	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0
Прочие	тыс. м ²	-	0	0	0	0	0	0

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

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

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

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

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

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

Однако, требование Постановления № 18 не было включено в актуализированную редакцию СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003», а также не была принята поправка № 1, касающаяся поэтапного снижения удельных норм расхода тепловой энергии, разработанная Федеральным агентством по строительству и ЖКХ.

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

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

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

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

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

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

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

Жилые здания	Расход горячей воды одним жителем, л/сут	Среднечасовой расход тепловой энергии на 1жителя	Размерность
сидячими ваннами			
То же, с ваннами длиной более 1500- 1700 мм	100	250,00	ккал/ч

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

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу	Размерность
1. Общежития			
с общими душевыми	1 житель	125,00	ккал/ч
с душами при всех жилых комнатах	1 житель	200,00	ккал/ч
2. Гостиницы, пансионаты и мотели			
с общими ванными и душами	1 житель	175,00	ккал/ч
с душами во всех номерах	1 житель	350,00	ккал/ч
с ваннами во всех номерах	1 житель	450,00	ккал/ч
3. Больницы			
с общими ванными и душами	1 житель	187,50	ккал/ч
с санитарными узлами, приближенными к палатам	1 житель	225,00	ккал/ч
инфекционные	1 житель	275,00	ккал/ч
4. Санатории и дома отдыха			
с общими душевыми	1 житель	162,50	ккал/ч
с душами при всех жилых комнатах	1 житель	187,50	ккал/ч
с ваннами при всех жилых комнатах	1 житель	250,00	ккал/ч
5. Физкультурно-оздоровительные учреждения			
со столовыми на полуфабрикатах, безстирки белья	1 место	75,00	ккал/ч
со столовыми, работающими насырьё, и прачечными	1 место	250,00	ккал/ч
6. Дошкольные образовательные учреждения и школы-интернаты			
с дневным пребыванием детей			
со столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	120,00	ккал/ч
со столовыми, работающими насырьё, и прачечными	1 ребенок	180,00	ккал/ч
с круглосуточным пребыванием детей:			
со столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	75,00	ккал/ч
со столовыми, работающими насырьё, и прачечными	1 ребенок	100,00	ккал/ч
7. Учебные заведения с душевыми при гимнастических залах и столовыми, работающими на полуфабрикатах	1 учащийся или 1 преподаватель	60,00	ккал/ч
8. Административные здания	1 работающий	60,00	ккал/ч
9. Предприятия общественного питания с приготовлением пищи, реализуемой в обеденном зале	1 блюдо	0,07	ккал
10. Магазины			
продовольственные (без холодильных установок)	1 работник в смену	90,00	ккал/ч
промтоварные	1 работник в смену	60,00	ккал/ч
11. Поликлиники и амбулатории	1 пациент	24,00	ккал/ч
	1 работающий в смену	72,00	ккал/ч

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу	Размерность
12. Аптеки			
торговый зал и подсобные помещения	1 работающий	60,00	ккал/ч
лаборатория приготовления лекарств	1 работающий	275,00	ккал/ч
13. Парикмахерские	1 рабочее место в смену	165,00	ккал/ч
14. Кинотеатры, театры, клубы и досугово-развлекательные учреждения			
для зрителей	1 человек	45,00	ккал/ч
для артистов	1 человек	187,50	ккал/ч
15. Стадионы и спортзалы			
для зрителей	1 человек	15,00	ккал/ч
для физкультурников с учетом приема душа	1 человек	163,64	ккал/ч
для спортсменов с учетом приема душа	1 человек	327,27	ккал/ч
16. Плавательные бассейны			
для зрителей	1 место	10,00	ккал/ч
для спортсменов (физкультурников) с учетом приема душа	1 человек	450,00	ккал/ч
17. Бани			
для мытья в мыльной и ополаскивания в душе	1 посетитель	2400,00	ккал/ч
то же, с приемом оздоровительных процедур	1 посетитель	3800,00	ккал/ч
душевая кабина	1 посетитель	4800,00	ккал/ч
ванная кабина	1 посетитель	7200,00	ккал/ч
18. Прачечные			
немеханизированные	1 кг сухого белья	0,25	ккал
механизированные	1 кг сухого белья	0,42	ккал
19. Производственные цехи			
обычные	1 человек в смену	82,50	ккал/ч
с тепловыделениями свыше 84 кДж на 1 м/ч	1 человек в смену	240,00	ккал/ч
20. Душевые в бытовых помещениях промышленных предприятий	1 душевая	2025,00	ккал/ч

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

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

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», при разработке схем теплоснабжения расчетные тепловые нагрузки для намечаемых к застройке жилых районов определяются по укрупненным показателям плотности размещения тепловых

нагрузок. На основании Региональных нормативов градостроительного проектирования, применяемых на территории Санкт-Петербурга, а также статистических данных, полученных в результате анализа показателей домовых приборов учета в Санкт-Петербурге и Ленинградской области, для оценки перспективных нагрузок принята среднечасовая укрупненная норма удельного расхода тепла в размере 75 ккал/кв.м общей площади зданий в час.

Приросты нагрузок отопления, вентиляции и горячего водоснабжения с разделением по зонам действия источников централизованного теплоснабжения на территории Новосветского сельского поселения представлены в таблицах 2.7 – 2.9. Приросты объемов потребления тепловой энергии в таблицах 2.10 – 2.12.

Таблица 2.7. Приросты перспективных нагрузок отопления систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
	год	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	2033-2035
Новосветское сельское поселение	Гкал/ч	—	1,439	0,621	0,311	0,311	1,242	0,225
Жилые	Гкал/ч	—	1,335	0,585	0,293	0,293	1,170	0,000
Общественные	Гкал/ч	—	0,104	0,036	0,018	0,018	0,072	0,225
Прочие	Гкал/ч	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная №2 Новый Свет	Гкал/ч	—	1,4325	0,62	0,308	0,308	1,230	0,060
Жилые	Гкал/ч	—	1,335	0,585	0,293	0,293	1,170	0,000
Общественные	Гкал/ч	—	0,098	0,030	0,015	0,015	0,060	0,060
Прочие	Гкал/ч	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная №3 Торфяное	Гкал/ч	—	0,006	0,006	0,003	0,003	0,012	0,165
Жилые	Гкал/ч	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	Гкал/ч	—	0,006	0,006	0,003	0,003	0,012	0,165
Прочие	Гкал/ч	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная №29 Пригородный	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Котельная №49 Пригородный	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Котельная №54 Пригородный	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 2.8. Приросты перспективных нагрузок горячего водоснабжения систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
	год	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	2033-2035
Новосветское сельское поселение	Гкал/ч	—	0,266	0,115	0,058	0,058	0,230	0,042
Жилые	Гкал/ч	—	0,247	0,108	0,054	0,054	0,217	0,000
Общественные	Гкал/ч	—	0,019	0,007	0,003	0,003	0,013	0,042
Прочие	Гкал/ч	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная №2 Новый Свет	Гкал/ч	—	0,265	0,114	0,057	0,057	0,228	0,011
Жилые	Гкал/ч	—	0,247	0,108	0,054	0,054	0,217	0,000
Общественные	Гкал/ч	—	0,018	0,006	0,003	0,003	0,011	0,011
Прочие	Гкал/ч	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная №3 Торфяное	Гкал/ч	—	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,031
Жилые	Гкал/ч	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	Гкал/ч	—	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,031
Прочие	Гкал/ч	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная №29 Пригородный	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Котельная №49 Пригородный	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Котельная №54 Пригородный	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 2.9. Приросты перспективных нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
	год	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	2033-2035
Новосветское сельское поселение	Гкал/ч	—	1,705	0,736	0,368	0,368	1,472	0,267
Жилые	Гкал/ч	—	1,582	0,693	0,347	0,347	1,387	0,000
Общественные	Гкал/ч	—	0,123	0,043	0,021	0,021	0,085	0,267
Прочие	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Котельная №2 Новый Свет	Гкал/ч	—	1,698	0,729	0,364	0,364	1,458	0,071
Жилые	Гкал/ч	—	1,582	0,693	0,347	0,347	1,387	0,000
Общественные	Гкал/ч	—	0,116	0,036	0,018	0,018	0,071	0,071
Прочие	Гкал/ч	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная №3 Торфяное	Гкал/ч	—	0,007	0,007	0,004	0,004	0,014	0,196
Жилые	Гкал/ч	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Общественные	Гкал/ч	—	0,007	0,007	0,004	0,004	0,014	0,196
Прочие	Гкал/ч	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная №29 Пригородный	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Котельная №49 Пригородный	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Котельная №54 Пригородный	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал/ч	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 2.10. Приросты объемов потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
	год	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	2033-2035
Новосветское сельское поселение	Гкал	—	3619,25	1562,43	781,21	781,21	3124,86	566,10
Жилые	Гкал	—	3358,84	1471,85	735,93	735,93	2943,70	0,00
Общественные	Гкал	—	260,40	90,58	45,29	45,29	181,15	566,10
Прочие	Гкал	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №2 Новый Свет	Гкал	—	3604,15	1547,33	773,67	773,67	3094,66	150,96
Жилые	Гкал	—	3358,84	1471,85	735,93	735,93	2943,70	0,00
Общественные	Гкал	—	245,31	75,48	37,74	37,74	150,96	150,96
Прочие	Гкал	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №3 Торфяное	Гкал	—	15,10	15,10	7,55	7,55	30,19	415,14
Жилые	Гкал	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	Гкал	—	15,10	15,10	7,55	7,55	30,19	415,14
Прочие	Гкал	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №29 Пригородный	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Котельная №49 Пригородный	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Котельная №54 Пригородный	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 2.11. Приросты объемов потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
	год	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	2033-2035
Новосветское сельское поселение	Гкал	—	1981,74	855,52	427,76	427,76	1711,03	309,97
Жилые	Гкал	—	1839,15	805,92	402,96	402,96	1611,84	0,00
Общественные	Гкал	—	142,59	49,60	24,80	24,80	99,19	309,97
Прочие	Гкал	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №2 Новый Свет	Гкал	—	1973,47	847,25	423,62	423,62	1694,50	82,66
Жилые	Гкал	—	1839,15	805,92	402,96	402,96	1611,84	0,00
Общественные	Гкал	—	134,32	41,33	20,66	20,66	82,66	82,66
Прочие	Гкал	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №3 Торфяное	Гкал	—	8,27	8,27	4,13	4,13	16,53	227,31
Жилые	Гкал	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	Гкал	—	8,27	8,27	4,13	4,13	16,53	227,31
Прочие	Гкал	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №29 Пригородный	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Котельная №49 Пригородный	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Котельная №54 Пригородный	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 2.12. Приросты объемов потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
	год	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032	2033-2035
Новосветское сельское поселение	Гкал	—	5600,98	2417,94	1208,97	1208,97	4835,89	876,07
Жилые	Гкал	—	5197,99	2277,77	1138,89	1138,89	4555,54	0,00
Общественные	Гкал	—	402,99	140,17	70,09	70,09	280,34	876,07
Прочие	Гкал	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №2 Новый Свет	Гкал	—	5577,62	2394,58	1197,29	1197,29	4789,16	233,62
Жилые	Гкал	—	5197,99	2277,77	1138,89	1138,89	4555,54	0,00
Общественные	Гкал	—	379,63	116,81	58,40	58,40	233,62	233,62
Прочие	Гкал	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №3 Торфяное	Гкал	—	23,36	23,36	11,68	11,68	46,72	642,45
Жилые	Гкал	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общественные	Гкал	—	23,36	23,36	11,68	11,68	46,72	642,45
Прочие	Гкал	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №29 Пригородный	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Котельная №49 Пригородный	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Котельная №54 Пригородный	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Жилые	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Общественные	Гкал	—	—	—	—	—	—	—
Прочие	Гкал	—	—	—	—	—	—	—

Таким образом, на конец расчетного срока к 2035 году, в целом по Новосветскому сельскому поселению прирост тепловой нагрузки, подключенной к источникам централизованного теплоснабжения, составит 4,92 Гкал/ч, а объем потребления тепловой энергии увеличится на 16148,8 Гкал/год.

Перспективные нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и перспективные объемы потребления тепловой энергии с разделением по зонам действия источников централизованного теплоснабжения представлены в таблицах 2.13 и 2.14 соответственно.

Для проведения дальнейших гидравлических расчетов трубопроводов выполнен расчет объемов теплоносителя исходя из перспективных тепловых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение и температурных графиков сетевой воды. Результаты расчетов приведены в таблице 2.15.

Таблица 2.13. Перспективные тепловые нагрузки потребителей

Наименование источника	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
		2023	2024	2025	2026	2027	2028-2031	2032-2035
Котельная №2 Новый Свет	Гкал/ч	8,84	10,54	11,27	11,63	12,00	13,46	13,53
Отопление	Гкал/ч	7,95	9,38	10,00	10,31	10,61	11,84	11,90
Горячее водоснабжения	Гкал/ч	0,89	1,16	1,27	1,33	1,39	1,61	1,63
Котельная №3 Торфяное	Гкал/ч	1,35	1,36	1,36	1,37	1,37	1,38	1,58
Отопление	Гкал/ч	1,35	1,36	1,36	1,36	1,37	1,38	1,54
Горячее водоснабжения	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04
Котельная №29 Пригородный	Гкал/ч	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Отопление	Гкал/ч	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Горячее водоснабжения	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №49 Пригородный	Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Отопление	Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Горячее водоснабжения	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №54 Пригородный	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Отопление	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Горячее водоснабжения	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 2.14. Перспективные объемы потребления тепловой энергии

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
	год	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2031	2032-2035
Котельная №2 Новый Свет	Гкал	26648,9	32226,51	34621,09	35818,38	37015,67	41804,83	42038,45
Отопление	Гкал	20002,2	23606,36	25153,69	25927,36	26701,02	29795,69	29946,65
Горячее водоснабжения	Гкал	6646,7	8620,15	9467,39	9891,02	10314,64	12009,14	12091,80
Котельная №3 Торфяное	Гкал	3394,1	3417,50	3440,86	3452,54	3464,22	3510,94	4153,39
Отопление	Гкал	3394,1	3409,23	3424,33	3431,87	3439,42	3469,61	3884,75
Горячее водоснабжения	Гкал	0,0	8,27	16,53	20,66	24,80	41,33	268,64
Котельная №29 Пригородный	Гкал	926,8	926,85	926,85	926,85	926,85	926,85	926,85
Отопление	Гкал	926,8	926,85	926,85	926,85	926,85	926,85	926,85
Горячее водоснабжения	Гкал	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №49 Пригородный	Гкал	231,4	231,37	231,37	231,37	231,37	231,37	231,37
Отопление	Гкал	231,4	231,37	231,37	231,37	231,37	231,37	231,37
Горячее водоснабжения	Гкал	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №54 Пригородный	Гкал	117,9	117,88	117,88	117,88	117,88	117,88	117,88
Отопление	Гкал	117,9	117,88	117,88	117,88	117,88	117,88	117,88
Горячее водоснабжения	Гкал	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 2.15. Перспективные объемы теплоносителя

Наименование источника	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)						
		2023	2024	2025	2026	2027	2028-2031	2032-2035
Котельная №2 Новый Свет	т/ч	102,7	122,87	131,54	135,87	140,20	157,53	158,37
Отопление	т/ч	88,33	104,25	111,08	114,50	117,92	131,58	132,25
Горячее водоснабжения	т/ч	14,4	18,62	20,45	21,37	22,28	25,94	26,12
Котельная №3 Торфяное	т/ч	15,0	15,07	15,16	15,20	15,24	15,41	17,74
Отопление	т/ч	15,0	15,06	15,12	15,16	15,19	15,32	17,16
Горячее водоснабжения	т/ч	0,0	0,02	0,04	0,04	0,05	0,09	0,58
Котельная №29 Пригородный	т/ч	3,9	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09
Отопление	т/ч	3,9	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09
Горячее водоснабжения	т/ч	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №49 Пригородный	т/ч	1,0	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Отопление	т/ч	1,0	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Горячее водоснабжения	т/ч	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №54 Пригородный	т/ч	0,5	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Отопление	т/ч	0,5	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Горячее водоснабжения	т/ч	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

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

В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения, утвержденными Министерством регионального развития Российской Федерации №565/667 от 29.12.2012, предложения по организации индивидуального теплоснабжения рекомендуется разрабатывать только в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки меньше 0,01 Гкал/га. Данная рекомендация объясняется экономически необоснованными затратами на строительство тепловых сетей большой протяженности и малыми диаметрами в зонах индивидуального устройства, а также большими тепловыми потерями при передаче теплоносителя, соразмерными с количеством тепла, необходимого конечному потребителю. Опираясь на рекомендации Минрегионразвития, данной Схемой теплоснабжения предлагается осуществлять теплоснабжение всей перспективной индивидуальной застройки за счет 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 и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии

Приросты объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в производственных зонах (собственных потребителей предприятий) покрываются за счет существующих резервов тепловой мощности собственных источников тепловой энергии предприятий. Изменение производственных зон, а также их перепрофилирование на расчетный период до 2035 года не предусматривается.

ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА

Электронная модель системы теплоснабжения выполнена в ГИС Zulu 2021 (разработчик ООО «Политерм», СПб).

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

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

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

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

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

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

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

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

Состав задач:

- Построение расчетной модели тепловой сети
- Паспортизация объектов сети

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

3.1. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе с полным топологическим описанием связности объектов

Тепловую сеть можно изображать на карте, с привязкой к местности (по координатам, с привязкой к окружающим объектам), что позволит в дальнейшем не только проводить теплогидравлические расчеты, но и решать другие инженерные задачи, зная точное местонахождение тепловых сетей. Пример изображения тепловой сети на карте с привязкой к местности показан на рисунке 3.1.

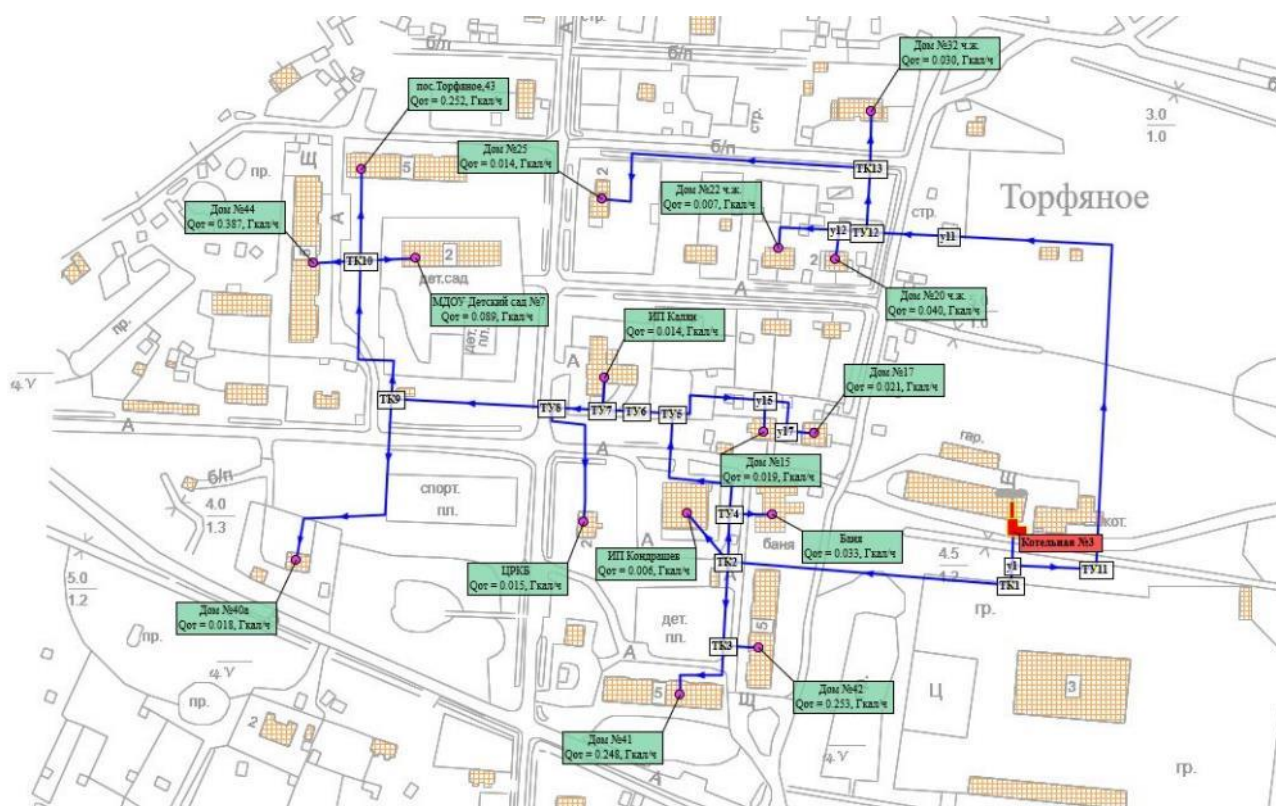


Рисунок 3.1. Изображение тепловой сети п. Торфяное на карте с привязкой к местности

Zulu может работать как в локальной системе координат (план-схема), так и в одной из географических проекций.

Система поддерживает более 180 датумов, в том числе ПЗ-90, СК-42, СК-95 по ГОСТ Р 51794-2001, WGS 84, WGS 72, Пулково 42, NAD27, NAD83, EUREF 89. Список поддерживаемых датумов будет расширяться.

Система предлагает набор предопределенных систем координат. Кроме того, пользователь может задать свою систему координат с индивидуальными параметрами для поддерживаемых системой проекций. В частности, эта возможность позволит, при известных параметрах (ключах перехода), привязывать данные, хранящиеся в местной системе координат, к одной из глобальных систем координат.

Данные, хранящиеся в разных системах координат, можно отображать на одной карте, в одной из проекций. При этом пересчет координат (если он требуется) из одного датума в другой и из одной проекции в другую производится при отображении «на лету».

Данные можно перепроецировать из одной системы координат в другую.

Следует отметить, что электронная модель, предоставленная заказчиком, была выполнена в локальной (местной) системе координат.

3.2. Паспортизация объектов системы теплоснабжения

При работе в геоинформационной системе сеть достаточно просто и быстро заносится с помощью мышки или по координатам. При этом сразу формируется расчетная модель. После графического изображения системы теплоснабжения, необходимо задать расчетные параметры объектов и выполнить соответствующие расчеты.

Тепловая сеть включает в себя следующие основные объекты: источник, участок (трубопроводы), потребитель и узлы: центральные тепловые пункты (ЦТП), насосные, запорную и регулирующую арматуру, камеры и другие элементы.

Источник

Источник – это символичный объект тепловой сети, моделирующий режим работы котельной или ТЭЦ. В математической модели источник представляется сетевым насосом, создающим располагаемый напор, и подпиточным насосом, определяющим напор в обратном трубопроводе. Условное обозначение источника в

зависимости от режима работы представлено на рисунке 3.2. При работе нескольких источников на одну сеть, один из них может выступать в качестве пиковой котельной.



Рисунок 3.2. Условное изображение источника

Участок

Участок – это линейный объект, на котором не меняются:

- диаметр трубопровода;
- тип прокладки;
- вид изоляции;
- расход теплоносителя.

Двухтрубная тепловая сеть изображается в одну линию и может, в зависимости от желания пользователя, соответствовать или не соответствовать стандартному изображению сети по ГОСТ 21-605-82.

Как любой объект сети, участок имеет разные режимы работы, например, «отключен подающий» или «отключен обратный», см. рисунок «Режимы изображения участка». Эти режимы позволяют смоделировать многотрубные схемы тепловых сетей.

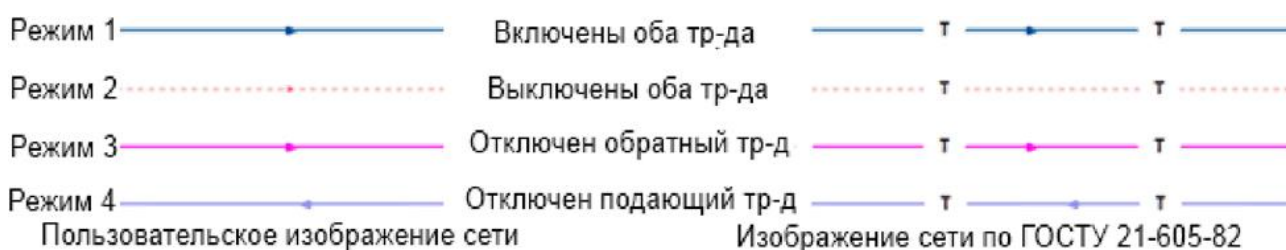


Рисунок 3.3. Изображение нескольких состояний участков, задаваемых разными режимами

Узел

Узел – это символьный объект тепловой сети. В тепловой сети узлами являются все объекты сети, кроме источника, потребителя и участков. В математической модели внутреннее представление объектов (кроме источника,

потребителя, перемычки, ЦТП и регуляторов) моделируется двумя узлами, установленными на подающем и обратном трубопроводах.

Условное обозначение узловых объектов в зависимости от режима работы представлены на рисунке 3.4.

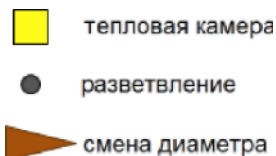


Рисунок 3.4. Условное изображение узловых объектов

Простым узлом в модели считается любой узел, чьи свойства специально не оговорены. Простой узел служит только для соединения участков. Такими узлами для модели являются тепловые камеры, ответвления, смены диаметров, смена типа прокладки или типа изоляции и т.д.

Центральные тепловые пункты

Центральный тепловой пункт (ЦТП) – это узел дополнительного регулирования и распределения тепловой энергии. Наличие такого узла подразумевает, что за ним находится тупиковая сеть, с индивидуальными потребителями. В ЦТП может входить только один участок и только один участок может выходить. Причем входящий участок идет со стороны магистрали, а выходящий участок ведет к конечным потребителям. Внутренняя кодировка ЦТП зависит от его схемы присоединения к тепловой сети. Это может быть групповой элеватор, групповой насос смещения, независимое подключение группы потребителей, бойлеры на ГВС и т.д. На данный момент в распоряжении пользователя 28 схем присоединения ЦТП.

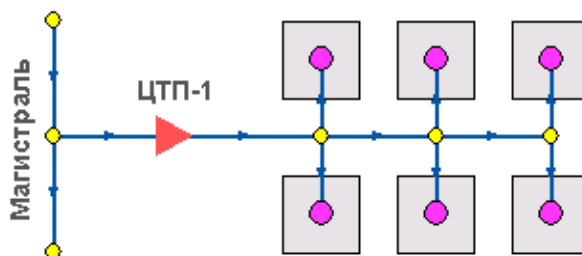


Рисунок 3.5. Изображение ЦТП

Вспомогательный участок

Вспомогательный участок – указывает начало трубопроводов горячего водоснабжения при четырехтрубной тепловой сети после ЦТП. Это небольшой

участок заканчивается простым узлом, к которому подключается трубопровод горячего водоснабжения, как показано на рисунке «Подключение трубопровода ГВС».

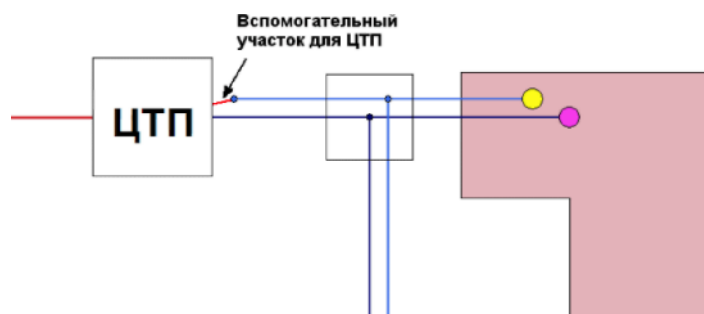


Рисунок 3.6. Подключение трубопровода ГВС

Потребитель

Потребитель – это конечный объект участка, в который входит один подающий и выходит один обратный трубопровод тепловой сети. Под потребителем понимается абонентский ввод в здание.

Условное обозначение потребителя в зависимости от режима работы представлено на рисунке ниже.

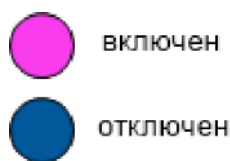


Рисунок 3.7. Условное изображение потребителя

Потребитель тепловой энергии характеризуется расчетными нагрузками на систему отопления, систему вентиляции и систему горячего водоснабжения и расчетными температурами на входе, выходе потребителя, и расчетной температурой внутреннего воздуха.

В однолинейном представлении потребитель — это узловой элемент, который может быть связан только с одним участком.

Внутренняя кодировка потребителя существенно зависит от его схемы присоединения к тепловой сети. Схемы могут быть элеваторные, с насосным смешением, с независимым присоединением, с открытым или закрытым отбором воды на ГВС, с регуляторами температуры, отопления, расхода и т.д. На данный момент в распоряжении пользователя 31 схема присоединения потребителей.

Если в здании несколько узлов ввода, то объектом «потребитель» можно описать каждый ввод. В тоже время как один потребитель можно описать целый квартал или завод, задав для такого потребителя обобщенные тепловые нагрузки.

Обобщенный потребитель

Обобщенный потребитель – символьный объект тепловой сети, характеризующийся потребляемым расходом сетевой воды или заданным сопротивлением. Таким потребителем можно моделировать, например, общую нагрузку квартала.

Условное обозначение обобщенного потребителя в зависимости от режима работы представлено на рисунке ниже.

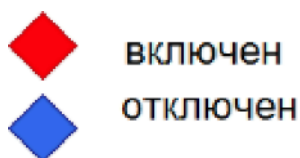


Рисунок 3.8. Изображение обобщенного потребителя

Такой объект удобно использовать, когда возникает необходимость рассчитать гидравлику сети без информации о тепловых нагрузках и конкретных схемах присоединения потребителей к тепловой сети. Например, при расчете магистральных сетей информации о квартальных сетях может не быть, а для оценки потерь напора в магистралях достаточно задать обобщенные расходы в точках присоединения кварталов к магистральной сети.

В однолинейном изображении не требуется подключать обобщенный потребитель на отдельном отводящем участке, как в случае простого потребителя. То есть в этот узел может входить и/или выходить любое количество участков. Это позволяет быстро и удобно, с минимальным количеством исходных данных.

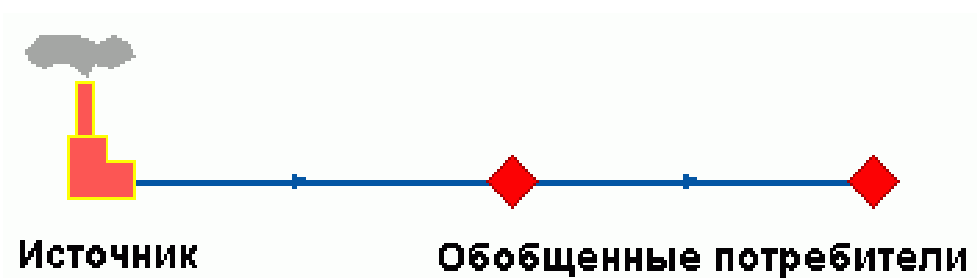


Рисунок 3.9. Варианты включения обобщенных потребителей

Задвижка

Задвижка — это символьный объект тепловой сети, являющийся отсекающим устройством. Задвижка кроме двух режимов работы (открыта, закрыта), может находиться в промежуточном состоянии, которое определяется степенью её закрытия. Промежуточное состояние задвижки должно определяться при её режиме работы.

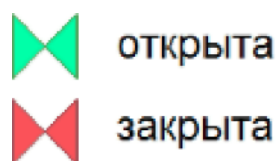


Рисунок 3.10. Условное изображение задвижки

Условное обозначение запорно-регулирующего устройства в зависимости от режима работы:

Задвижка в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах.

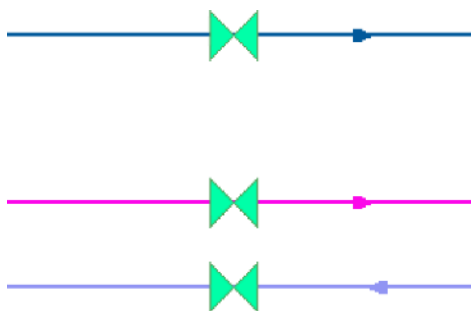


Рисунок 3.11. Однолинейное и внутреннее представление задвижки

Перекрычка

Перекрычка — это символьный объект тепловой сети, моделирующий участок между подающим и обратным трубопроводами.

Условное обозначение перекрычки в зависимости от режима работы представлено на рисунке ниже.

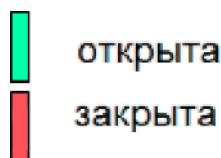


Рисунок 3.12. Условное представление перекрычки

Перекрычка позволяет смоделировать участок, соединяющий подающий и обратный трубопроводы. В этот узел может входить и/или выходить любое количество участков.

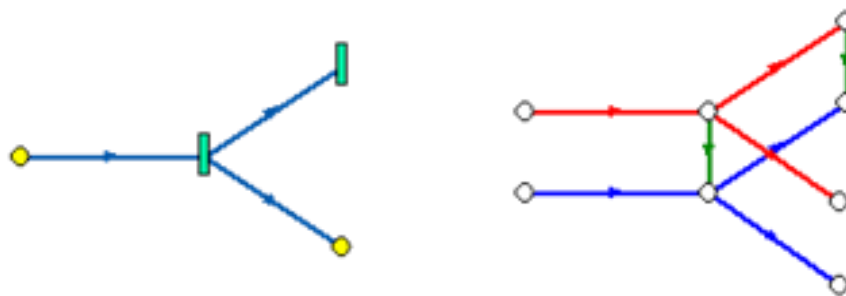


Рисунок 3.13. Перемычка

Так как перемычка в однолинейном изображении представлена узлом, то для моделирования соединения между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка одного элемента «перемычка» недостаточно. Понадобятся еще два участка: один только подающий, другой - только обратный.

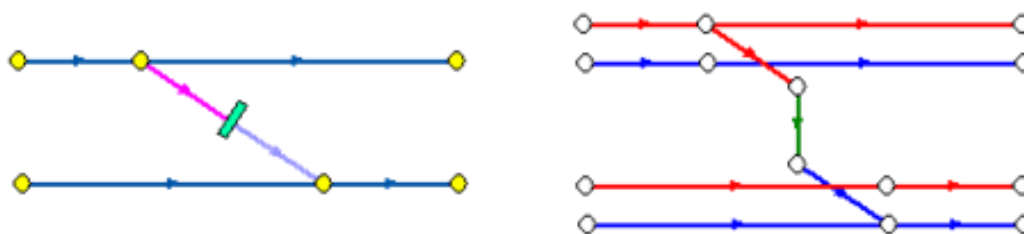


Рисунок 3.14. Соединение между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка

Насосная станция

Насосная станция – символьный объект тепловой сети, характеризующийся заданным напором или напорно-расходной характеристикой установленного насоса.

Насосная станция в однолинейном изображении представляется одним узлом. В зависимости от табличных параметров этого узла насос может быть установлен на подающем или обратном трубопроводе, либо на обоих трубопроводах одновременно. Для задания направления действия насоса в этот узел только один участок обязательно должен входить и только один участок должен выходить.



Рисунок 3.15. Насосная станция

Насос можно моделировать двумя способами: либо как идеальное устройство, которое изменяет давление в трубопроводе на заданную величину, либо как

устройство, работающее с учетом реальной напорно-расходной характеристики конкретного насоса.

В первом случае просто задается значение напора насоса на подающем и/или обратном трубопроводе. Если значение напора на одном из трубопроводов равно нулю, то насос на этом трубопроводе отсутствует. Если значение напора отрицательно, то это означает, что насос работает навстречу входящему в него участку.

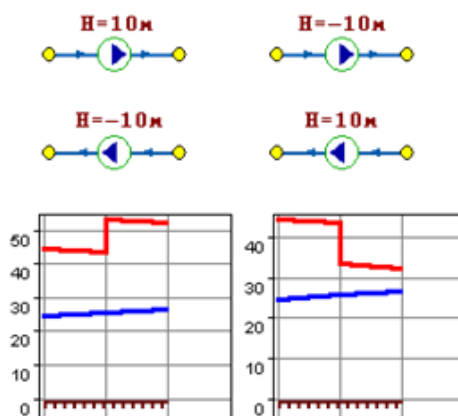


Рисунок 3.16. Пьезометрические графики

На рисунке 3.16 видно, как различные направления участков, входящих и выходящих из насоса в сочетании с разными знаками напора, влияют на результат расчета, отображенный на пьезометрических графиках.

Когда задается только значение напора на насосе, оно остается неизменным не зависимо от проходящего через насос расхода.

Если моделировать работу насоса с учетом его QH характеристики, то следует задать расходы и напоры на границах рабочей зоны насоса.

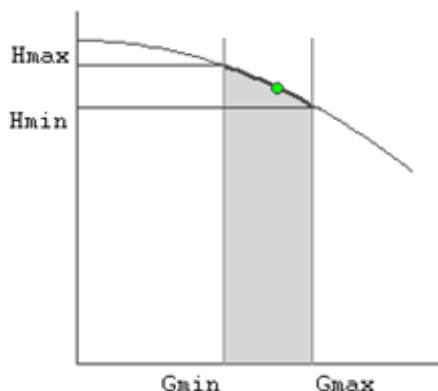


Рисунок 3.17. Напорно-расходная характеристика насоса

По заданным двум точкам определяется парабола с максимумом на оси давлений, по которой расчет и будет определять напор насоса в зависимости от

расхода. Следует отметить, что характеристика, задаваемая таким образом, может отличаться от реальной характеристики насоса, но в пределах рабочей области обе характеристики практически совпадают. Для описания нескольких параллельно работающих насосов достаточно задать их количество, и результирующая характеристика будет определена при расчете автоматически.

Так как напоры на границах рабочей области насоса берутся из справочника и всегда положительны, то направление действия такого насоса будет определяться только направлением входящего в узел участка.

Дросселирующие устройства

Дросселирующие устройства в однолинейном представлении являются узлами, но во внутренней кодировке — это дополнительные участки с постоянным или переменным сопротивлением. В дросселирующий узел обязательно должен входить только один участок, и только один участок из узла должен выходить.

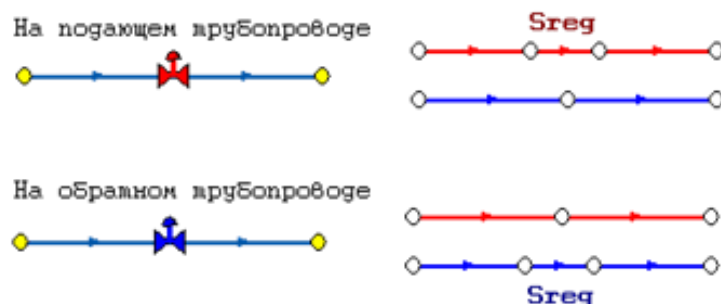


Рисунок 3.18. Дросселирующие устройства

Дроссельная шайба

Дроссельная шайба — это символьный объект тепловой сети, характеризуемый фиксированным сопротивлением, зависящим от диаметра шайбы. Дроссельная шайба имеет два режима работы: вычисляемая и устанавливаемая. Устанавливаемая шайба — это нерегулируемое сопротивление, то величина гасимого шайбой напора зависит от квадрата, проходящего через шайбу расхода.

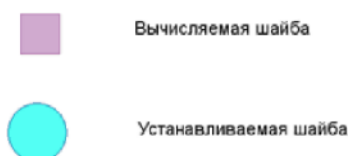


Рисунок 3.19. Условное представление шайбы

На рисунке видно, как меняются потери на шайбе, установленной на подающем трубопроводе, при увеличении расхода через нее в два раза.

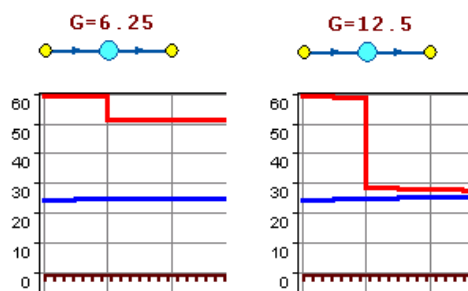


Рисунок 3.20. Характеристики дроссельных шайб

Регулятор давления

Регулятор давления - устройство с переменным сопротивлением, которое позволяет поддерживать заданное давление в трубопроводе в определенном диапазоне изменения расхода. Регулятор давления может устанавливаться как на подающем, так и на обратном трубопроводе.

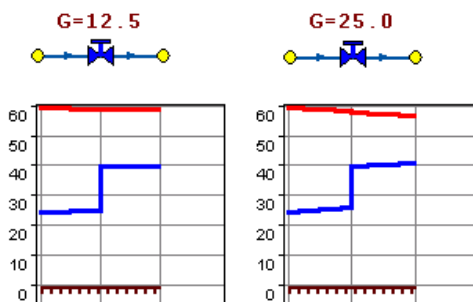


Рисунок 3.21. Регулятор давления

На рисунке 3.21 показано, что при увеличении в два раза расхода через регулятор, установленный в обратном трубопроводе, давление в регулируемом узле остается постоянным.

Величина сопротивления регулятора может изменяться в пределах от бесконечности до сопротивления полностью открытого регулятора. Если условия работы сети заставляют регулятор полностью открыться, то он начинает работать как нерегулируемый дросселирующий узел.

Регулятор располагаемого напора

Регулятор располагаемого напора – это символьный объект тепловой сети, поддерживающий заданный располагаемый напор после себя.

Работа регулятора располагаемого напора аналогична работе регулятора давления, только в этом случае регулятор старается держать постоянной заданную величину располагаемого напора.



регулятор располагаемого напора на подающем трубопроводе



регулятор располагаемого напора на обратном трубопроводе

Рисунок 3.22. Условное представление регуляторов напора

Регулятор расхода

Регулятор расхода – это символичный объект тепловой сети, поддерживающий заданным пользователем расход теплоносителя.

Регулятор можно устанавливать как на подающем, так и на обратном трубопроводе. К работе регулятора расхода можно отнести все сказанное про регуляторы давления.



регулятор расхода на подающем трубопроводе



регулятор расхода на обратном трубопроводе

Рисунок 3.23. Условное представление регуляторов расхода

В существующих базах данных «ZULU» предусматриваются стандартные характеристики по приведенным выше типам объектов системы теплоснабжения.

Состав информации по каждому типу объектов носит как информативный характер (например: для источников - наименование предприятия, наименование источника, для потребителей - адрес узла ввода, наименование узла ввода и т.д.), так и необходимый для функционирования расчетной модели (например: для источников - геодезическая отметка, расчетная температура в подающем трубопроводе, расчетная температура холодной воды). Полнота заполнения базы данных по параметрам зависит от наличия исходных данных, предоставленных Заказчиком и опрошенными субъектами системы теплоснабжения населенного пункта.

При желании пользователя, в существующие базы данных по объектам сети можно добавить дополнительные поля.

3.3. Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное

Электронная модель позволяет наглядно на топооснове сельского поселения разграничить и паспортизировать единицы территориального деления. Такими границами территориального деления могут являться:

- кадастровые кварталы;
- теплосетевые районы;
- планировочные районы;
- административные районы.

Сетка районирования, нанесенная в электронной модели, позволяет привязать базу данных, состоящую из сведений входящих в паспорт единицы территориального деления, к площадному объекту, определяющему границы этой единицы. Графически, административное деление Гатчинского района проиллюстрировано на рисунке 3.24.

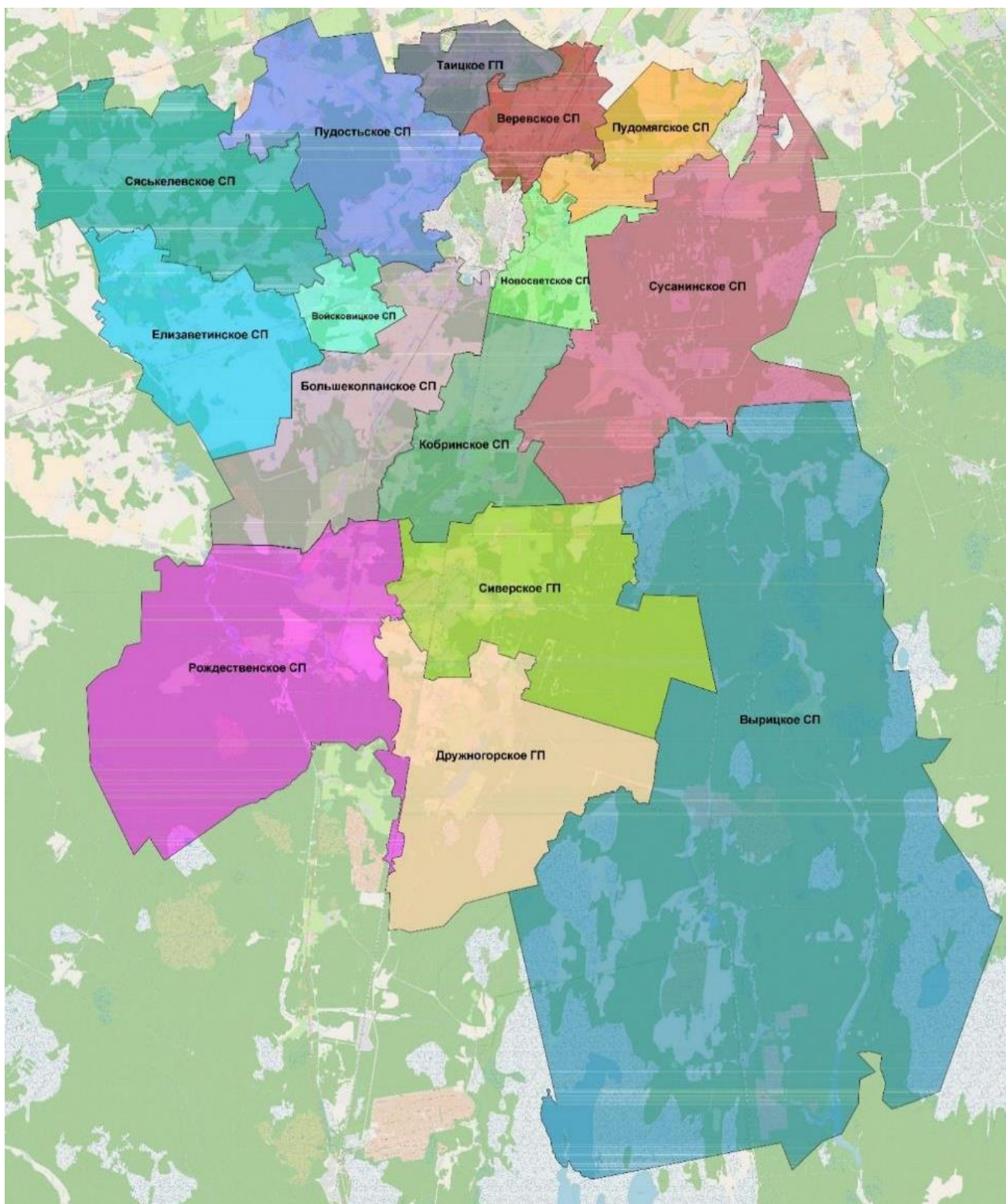


Рисунок 3.24. Административное деление Гатчинского района

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 программно-расчетного комплекса ZuluThermo включает в себя полный набор функциональных компонентов и соответствующие им информационные структуры базы данных, необходимых для гидравлического расчета и моделирования тепловых сетей.

Размерность рассчитываемых тепловых сетей, степень их закольцованности, а также количество теплоисточников, работающих на общую сеть - не ограничены.

После создания расчетной математической модели сети и формирования паспортизации каждого объекта сети, в получившейся электронной модели поселения могут выполняться различные теплогидравлические расчеты.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети. Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Результаты расчетов могут быть экспортированы в MS Excel, наглядно представлены с помощью тематической раскраски и пьезометрических графиков. Картографический материал и схема тепловых сетей может быть оформлена в виде документа с использованием макета печати.

В настоящее время в состав расчетов ПРК Zulu Thermo входит 6 типов гидравлического расчета:

- наладочный расчет;
- поверочный расчет;
- конструкторский расчет;
- расчет температурного графика;
- расчет надежности;
- расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.

3.5. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Программное обеспечение ПРК ZuluThermo позволяет проводить моделирование всех видов переключений в «гидравлической модели» сети. Суть заключается в автоматическом отслеживании программой состояния запорно-регулирующей арматуры и насосных агрегатов в базе данных описания тепловой сети. Любое переключение на схеме тепловой сети влечет за собой автоматическое выполнение гидравлического расчета, и, таким образом, в любой момент времени пользователь видит тот гидравлический режим, который соответствует текущему состоянию всей совокупности запорно-регулирующей арматуры и насосных агрегатов на схеме тепловой сети.

Переключения могут быть как одиночными, так и групповыми, для любой выбранной (помеченной) совокупности переключаемых элементов.

Для насосных агрегатов и их групп в модели доступны несколько видов переключений:

- включение/выключение;
- дросселирование;
- изменение частоты вращения привода.

Задвижки типа «дроссель», помимо двух крайних состояний (открыта/закрыта), могут иметь промежуточное состояние «прижата», определяемое в либо в процентах открытия клапана, либо в числе оборотов штока. При этом состоянии задвижка моделируется своим гидравлическим сопротивлением, рассчитанным по паспортной характеристике клапана.

При любом переключении насосных агрегатов в насосной станции или на источнике автоматически пересчитывается суммарная расходно-напорная характеристика всей совокупности работающих насосов.

Для регуляторов давления и расхода переключением является изменение уставки.

Для потребителей переключением является любое из следующих действий:

- включение/отключение одного или нескольких видов тепловой нагрузки;
- ограничение одного или нескольких видов тепловой нагрузки;

- изменение температурного графика или удельных расходов теплоносителя по видам тепловой нагрузки.

Предусмотрена генерация специальных отчетов об отключенных/включенных абонентах и участках тепловой сети, состояние которых изменилось в результате последнего произведенного единичного или группового переключения. Эти отчеты могут содержать любую информацию об этих объектах, содержащуюся в базе данных.

Режим гидравлического моделирования позволяет оперативно получать ответы на вопросы типа «Что будет, если...?» Это дает возможность избежать ошибочных действий при регулировании режима и переключениях на реальной тепловой сети.

Подсистема гидравлических расчетов позволяет моделировать произвольные режимы, в том числе аварийные и перспективные. Гидравлическое моделирование предполагает внесение в модель каких-то изменений с целью воспроизведения режимных последствий этих изменений, которые искажают реальные данные, описывающие эксплуатируемую тепловую сеть в ее текущем состоянии.

Подсистема гидравлических расчетов содержит специальный инструментарий, позволяющий для целей моделирования создавать и администрировать специальные «модельные» базы – наборы данных, клонируемых из основной (контрольной) базы данных описания тепловой сети, на которых предусматривается произведение любых манипуляций без риска исказить или повредить контрольную базу. Данный механизм также обеспечивает возможность осуществления сравнительного анализа различных режимов работы тепловой сети, реализованных в модельных базах, между собой. В частности, наглядным аналитическим инструментом является сравнительный пьезометрический график, на котором приводятся изменения гидравлического режима, произошедшие в результате тех или иных манипуляций.

Актуализация схемы теплоснабжения на 2023 год в составе Электронной модели схемы теплоснабжения Новосветского сельского поселения содержит в том числе отдельный слой, в котором реализованы вероятные сценарии развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких

систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы систем теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии.

3.6. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

В результате расчетов балансов тепловой энергии по источникам и по территориальному признаку, выполняемых в ПРК ZuluThermo, устанавливается потребность в тепловой энергии существующих и перспективных потребителей в каждом субъекте округа, с целью установления доли полезного отпуска тепловой энергии в сеть и значений потерь энергии.

Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

3.7. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

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

Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП), а также по различным владельцам (балансодержателям) участков тепловой сети.

Возможно копирование исходных данных от одного источника или ЦТП сразу всем объектам, отдельно источникам, ЦТП по контуру отопления или ГВС. Также результаты выполненных расчетов можно посмотреть экспортировать в MS Excel. На рисунке 3.25 приведены результаты расчета потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя.

Расчет нормативных тепловых потерь

Тепловая сеть

Котельная № 1

ЦТП - 3

ЦТП - 3 (ГВС)

ЦТП - 1

ЦТП - 1 (ГВС)

ЦТП - 2

ЦТП - 2 (ГВС)

График

Тнв -26.0

Тсо 95.0

Тпод 150.0

Твв 20.0

Тобр 70.0

Среднегодовые

Тнв -5.5

Тгрунт 2.0

Тпод 62.0

Тподв 10.0

Тобр 49.0

Расчет потерь

Сохранить

Отчет

Копировать

☒ Суммарные по подсети
 ☐ По данному узлу

Владелец:

(Все владельцы)

☒ Поправочный коэффициент на нормы тепловых потерь
 ☒ Русские заголовки в отчете

Месяц	П...	Про...	Тнв	Тгр	Тпод	Тобр	Тхв	Qпод Гкал	Qобр Гкал	Qут_под т	Qут_под ...	Qут_обр т	Qут_обр ...	Qут_пот т	Qут_пот ...
Январь	О	744	-7.8	0.0	102.6	54.2	5.0	96.7	41.5	186.2	18.2	192.0	9.4	320.8	18.7
	Л	0	-7.8	0.0	60.0	0.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Февраль	О	672	-7.8	0.0	102.6	54.2	0.0	87.4	37.4	168.2	17.3	173.4	9.4	289.7	20.8
	Л	0	-7.8	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Март	О	744	-3.9	0.0	92.1	50.5	0.0	88.0	37.7	187.7	17.3	192.4	9.7	320.8	16.3
	Л	0	-3.9	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Апрель	О	720	3.1	0.0	72.8	43.5	0.0	69.4	29.8	183.9	13.4	186.7	8.1	310.4	15.8
	Л	0	3.1	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Май	О	4	9.8	0.0	53.7	36.0	0.0	0.3	0.1	1.0	0.1	1.0	0.0	320.8	16.3
	Л	740	9.8	0.0	60.0	0.0	0.0	66.6	15.8	190.4	11.4	193.7	0.0	0.0	0.0
Июнь	О	0	15.0	0.0	37.9	29.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	310.4	15.8
	Л	720	15.0	0.0	60.0	0.0	0.0	64.8	15.4	185.3	11.1	188.5	0.0	0.0	0.0
Июль	О	0	17.8	0.0	28.7	24.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	320.8	16.3
	Л	744	17.8	0.0	60.0	0.0	0.0	66.9	15.9	191.5	11.5	194.7	0.0	0.0	0.0
Август	О	0	16.0	0.0	34.7	27.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	320.8	16.3
	Л	744	16.0	0.0	60.0	0.0	0.0	66.9	15.9	191.5	11.5	194.7	0.0	0.0	0.0
Сентябрь	О	700	10.9	0.0	50.5	34.6	0.0	49.4	21.2	181.0	9.1	182.2	6.3	310.4	15.8
	Л	20	10.9	0.0	60.0	0.0	0.0	1.8	0.4	5.1	0.3	5.2	0.0	0.0	0.0
Октябрь	О	744	4.9	0.0	67.8	41.5	0.0	67.4	28.9	190.6	12.9	193.1	8.0	320.8	16.3
	Л	0	4.9	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ноябрь	О	720	-0.3	0.0	82.3	47.0	0.0	77.2	33.1	182.9	15.0	186.4	8.8	310.4	15.8
	Л	0	-0.3	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Декабрь	О	744	-5.0	0.0	95.1	51.6	0.0	90.5	38.8	187.3	17.8	192.3	9.9	320.8	16.3
	Л	0	-5.0	0.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Итого:								893.5	331.8	2232.7	166.9	2276.4	69.7	3776.6	200.7

Рисунок 3.25. Результаты расчета потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

3.8. Расчет показателей надежности теплоснабжения

Целью расчета является оценка способности действующих и проектируемых тепловых сетей надежно обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения каждого потребителя, а также обоснование необходимости и проверки эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии.

Оценка надежности тепловых сетей осуществляется по результатам сравнения расчетных значений показателей надежности с нормированными значениями этих показателей в соответствии с положениями п. 6.28 СНиП 41-02-2003.

Обоснование необходимости реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии, осуществляется по результатам качественного анализа полученных численных значений.

Проверка эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей, осуществляется путем сравнения исходных

(полученных до реализации) значений показателей надежности, с расчетными значениями, полученными после реализации (моделирования реализации) этих мероприятий.

3.9. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения

Данный инструмент применим для различных целей и задач гидравлического моделирования. Основным предназначением является 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. Эти изменения влияют на гидравлические сопротивления участков трубопроводов, и в масштабах тепловой сети Сусанинского сельского поселения это приводит к значительным расхождениям результатов 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. Поэтому эти значения можно лишь косвенным образом оценить на основании сравнения реального (наблюдаемого) гидравлического режима с результатами расчетов на гидравлической модели, и внести в расчетную модель соответствующие поправки. В этом, в первом приближении, и состоит процесс калибровки.

Инструмент групповых операций позволяет выполнить изменение характеристик для подмножества участков тепловой сети, определяемого заданным критерием отбора, в частности:

- по всей базе данных описания тепловой сети;
- по одной из связанных компонент тепловой сети (тепловой зоне источника);
- по некоторой графической области, заданной произвольным многоугольником;

- вдоль выбранного пути.
- При этом на любой из вышеперечисленных «пространственных» критериев может быть наложена суперпозиция критериев отбора по классифицирующим признакам:
 - по подающим или обратным трубопроводам тепловой сети, либо симметрично;
 - по виду тепловых сетей (магистральные, распределительные, внутриквартальные);
 - по участкам тепловой сети определенного условного диаметра;
 - по участкам тепловой сети с определенным типом прокладки, и т.п.

Критерии отбора могут быть произвольными при соблюдении основного требования: информация, на основании которой строится отбор, должна в явном виде присутствовать в паспортных описаниях участков тепловой сети.

Для участков тепловых сетей, отобранных по определенной совокупности критериев, можно произвести любую из следующих операций:

- изменение эквивалентной шероховатости;
- изменение степени зарастания трубопроводов;
- изменение коэффициента местных потерь;
- изменение способа расчета сопротивления.

После проведения серии изменений характеристик участков трубопроводов тепловой сети автоматически производится гидравлический расчет, результаты которого сразу же доступны для визуализации на схеме и анализа.

Поскольку при изменении характеристик участков тепловой сети их паспорта не модифицируются, в любой момент можно вернуться к исходному состоянию расчетной гидравлической модели, определяемому паспортными значениями характеристик участков тепловой сети.

3.10. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного,

конструкторского). Это основной аналитический инструмент специалиста по гидравлическим расчетам тепловых сетей. При этом на экран выводятся:

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

Цвет и стиль линий задается пользователем.

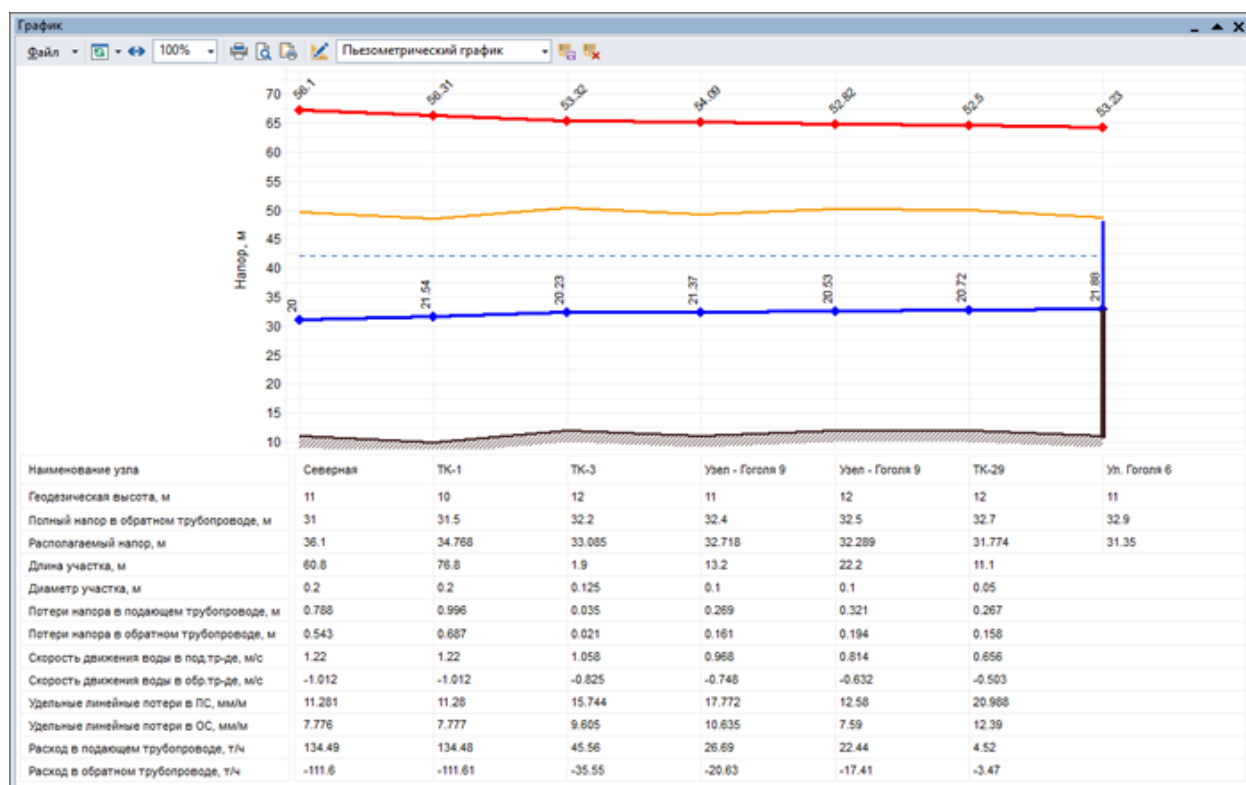


Рисунок 3.26. Пример пьезометрического графика

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

Также график может отображать падение температуры в тепловой сети, после проведения расчетов с учетом тепловых потерь. При этом на график выводятся

значения температур в узловых точках по подающему и обратному трубопроводам. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Пьезометрические графики существующего положения и перспективного развития системы теплоснабжения представлены в Приложении Б.

ГЛАВА 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

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

На территории Новосветского сельского поселения функционирует пять источников централизованного теплоснабжения:

- Котельная №2 пос. Новый Свет;
- Котельная №3 пос. Торфяное;
- Котельная №29 пос. Пригородный;
- Котельная №49 пос. Пригородный;
- Котельная №54 пос. Пригородный;

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории Новосветского сельского поселения на расчетный срок до 2035 года представлены в таблицах 4.1 – 4.5, графически – на рисунках 4.1 – 4.5.

Таблица 4.1. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №2 пос. Новый Свет, Гкал/ч

Котельная №2 Новый Свет	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Установленная тепловая мощность	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60
Располагаемая тепловая мощность	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60
Затраты тепла на собственные нужды	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Потери в тепловых сетях	1,79	2,14	2,28	2,36	2,43	2,51	2,58	2,65	2,73	2,74	2,74	2,74	2,74
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	8,84	10,54	11,27	11,63	12,00	12,36	12,73	13,09	13,46	13,53	13,53	13,53	13,53
отопление и вентиляция	7,95	9,38	10,00	10,31	10,61	10,92	11,23	11,54	11,84	11,90	11,90	11,90	11,90
горячее водоснабжение	0,89	1,16	1,27	1,33	1,39	1,44	1,50	1,56	1,61	1,63	1,63	1,63	1,63
Резерв/дефицит тепловой мощности	9,66	7,62	6,74	6,30	5,86	5,43	4,99	4,55	4,11	4,03	4,03	4,03	4,03

Таблица 4.2. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №3 пос. Торфяное, Гкал/ч

Котельная №3 Торфяное	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Установленная тепловая мощность	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30
Располагаемая тепловая мощность	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30
Затраты тепла на собственные нужды	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Потери в тепловых сетях	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,31	0,31	0,31	0,31
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	1,35	1,36	1,36	1,37	1,37	1,37	1,38	1,38	1,38	1,58	1,58	1,58	1,58
отопление и вентиляция	1,35	1,36	1,36	1,36	1,37	1,37	1,37	1,38	1,38	1,54	1,54	1,54	1,54
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,04	0,04	0,04	0,04
Резерв/дефицит тепловой мощности	2,64	2,63	2,62	2,62	2,61	2,61	2,60	2,60	2,60	2,36	2,36	2,36	2,36

Таблица 4.3. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №29 пос. Пригородный, Гкал/ч

Котельная №29 Пригородный	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Установленная тепловая мощность	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
Располагаемая тепловая мощность	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
Затраты тепла на собственные нужды	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Потери в тепловых сетях	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
отопление и вентиляция	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94

Таблица 4.4. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №49 пос. Пригородный, Гкал/ч

Котельная №49 Пригородный	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Установленная тепловая мощность	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Располагаемая тепловая мощность	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Затраты тепла на собственные нужды	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Потери в тепловых сетях	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
отопление и вентиляция	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03

Таблица 4.5. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №54 пос. Пригородный, Гкал/ч

Котельная №54 Пригородный	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Установленная тепловая мощность	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Располагаемая тепловая мощность	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Затраты тепла на собственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
отопление и вентиляция	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09

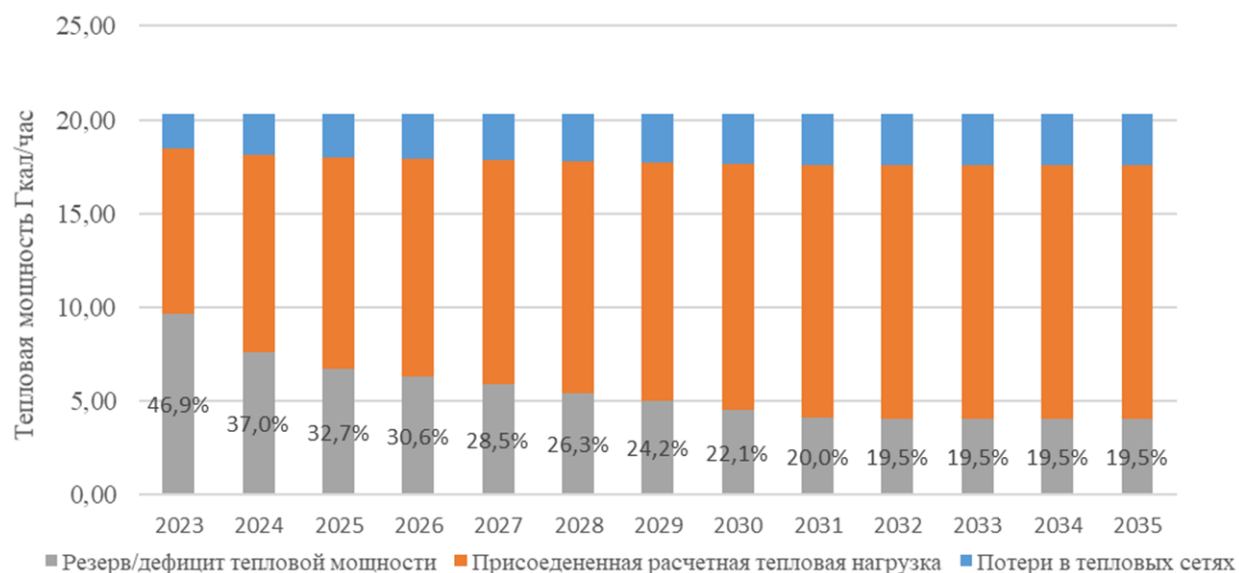


Рисунок 4.1. Резервы тепловой мощности котельной №2 Новый Свет

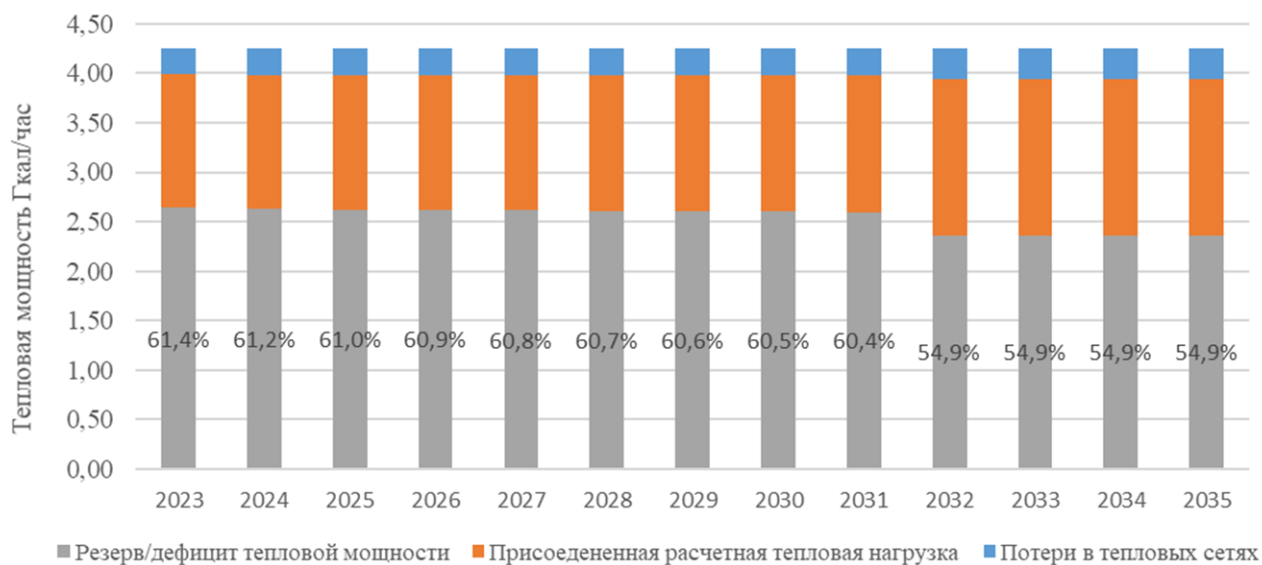


Рисунок 4.2. Резервы тепловой мощности котельной №3 Торфяное

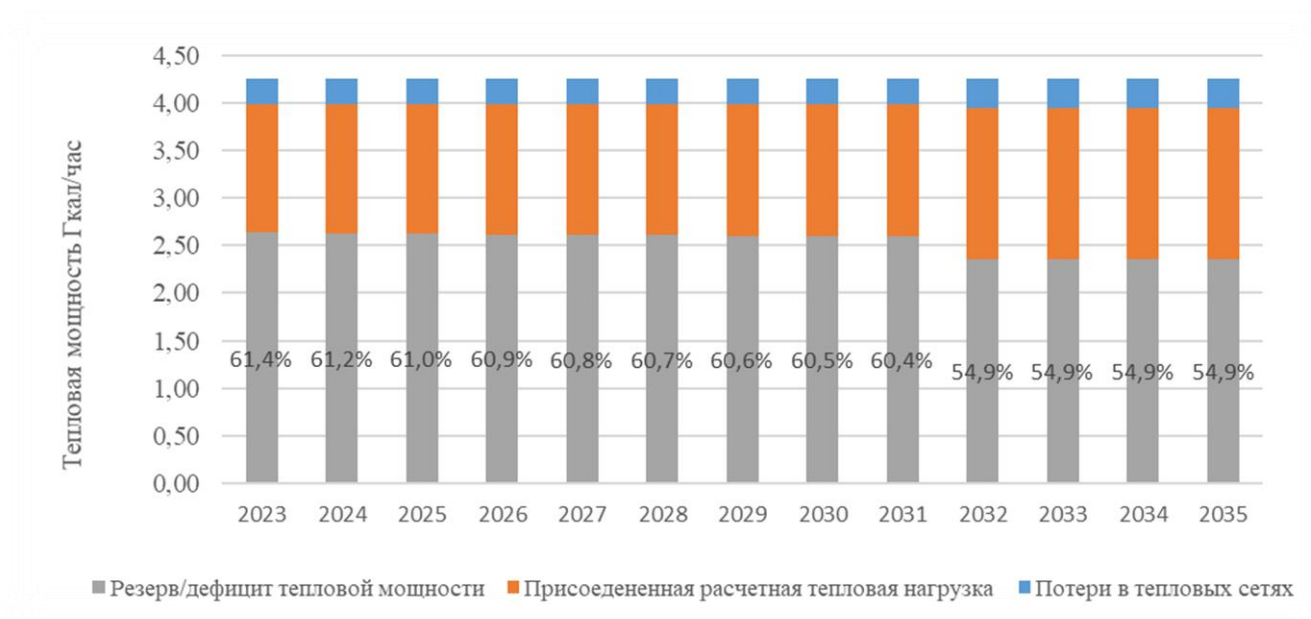


Рисунок 4.3. Резервы тепловой мощности котельной №29 Пригородный

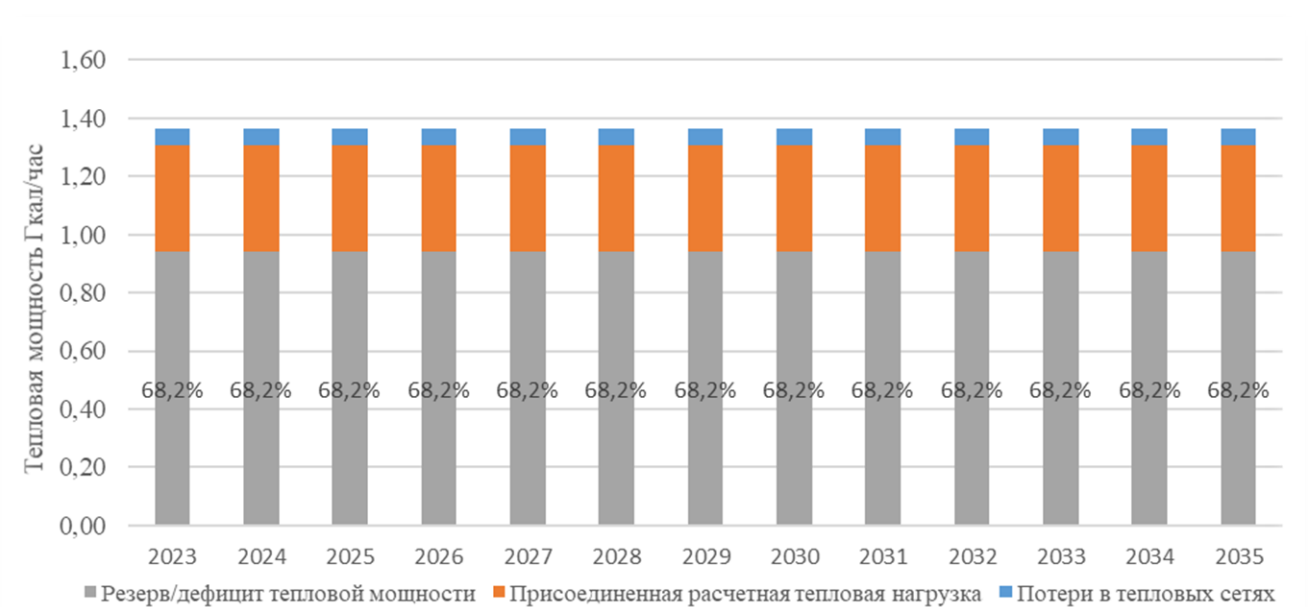


Рисунок 4.4. Резервы тепловой мощности котельной №49 Пригородный

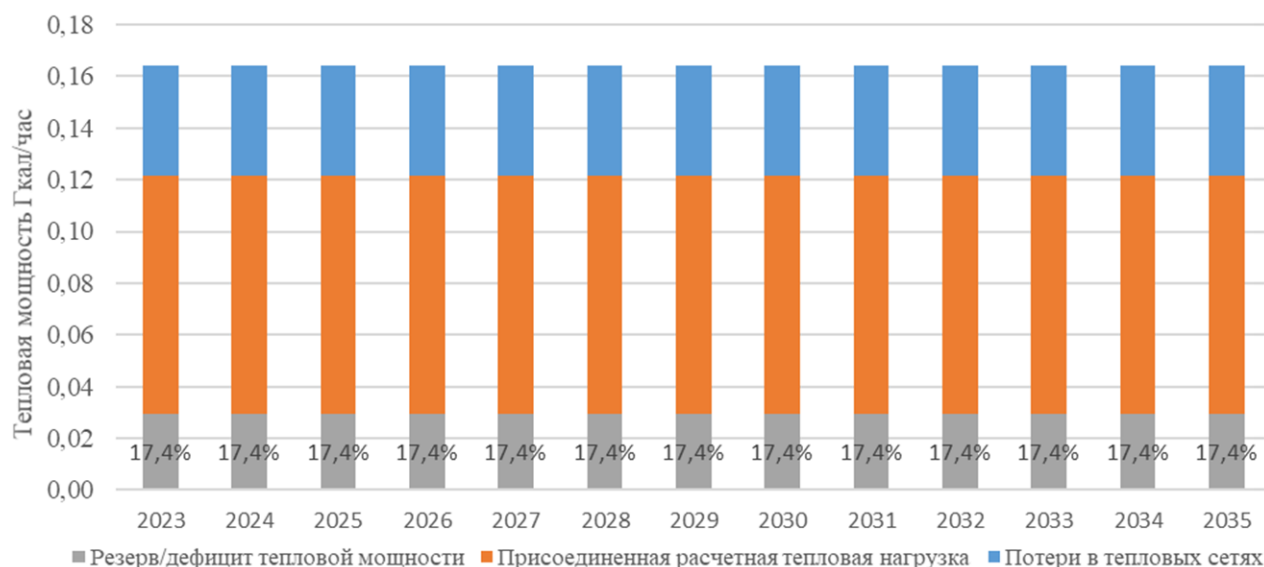


Рисунок 4.5. Резервы тепловой мощности котельной №54 Пригородный

На основании анализа данных таблиц 4.1 – 4.5 и диаграмм на рисунках 4.1 – 4.5, на настоящий момент и на период до 2035 года на всех источниках наблюдается наличие резерва тепловой мощности.

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

Результаты гидравлических расчетов передачи теплоносителя для существующего состояния систем централизованного теплоснабжения представлены в пункте 1.3.8. По результатам гидравлического расчета, выполненного с учетом подключения перспективных потребителей, выделен ряд участков тепловых сетей, на которых необходимо изменение диаметров трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки и оптимального гидравлического режима. Схемы тепловых сетей котельных на 2035 год представлены на рисунках 4.6 – 4.11. Результаты гидравлического расчета и пьезометрические графики представлены в приложениях Б и В.

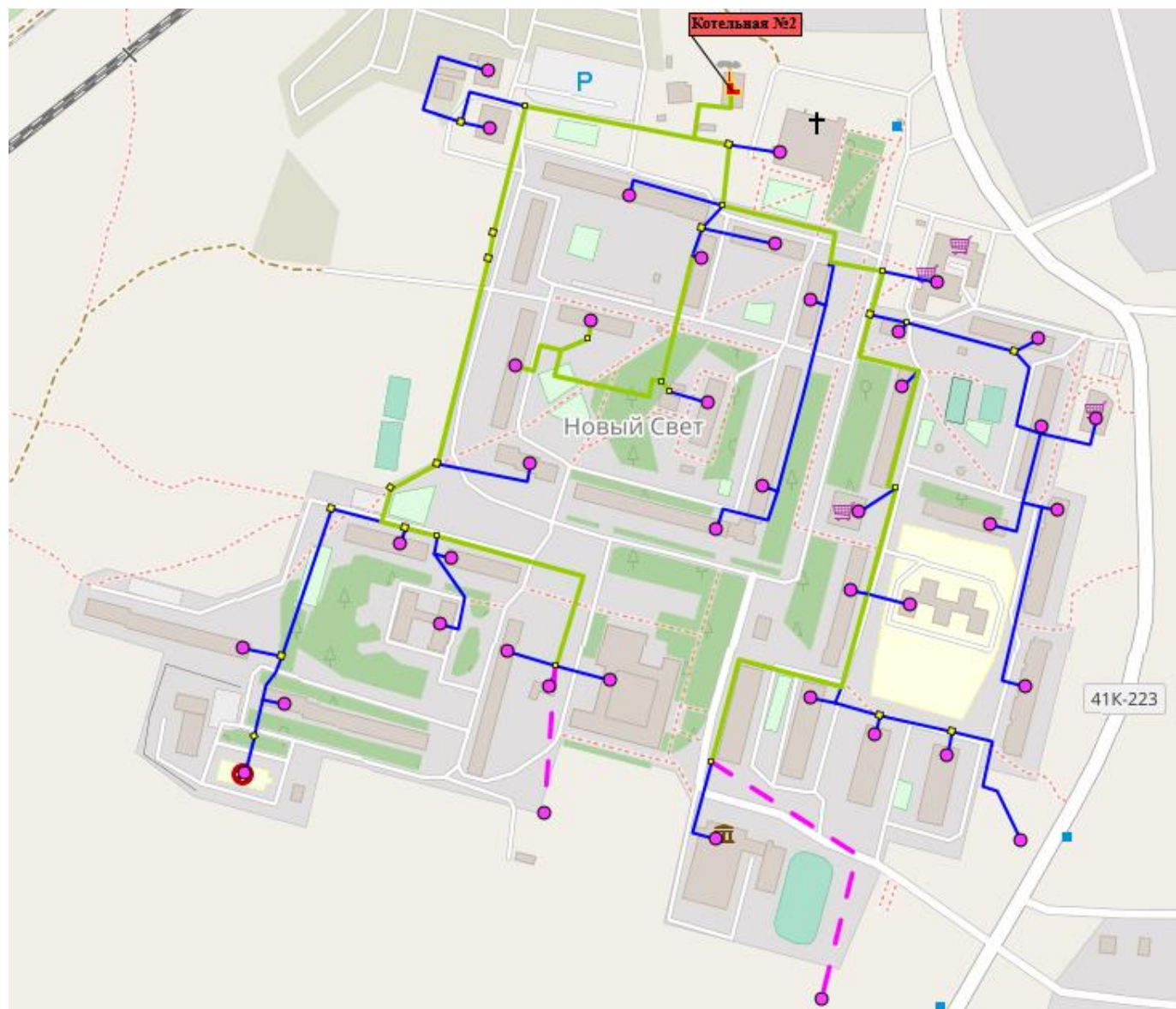


Рисунок 4.6. Схемы тепловых сетей котельной №2 пос. Новый Свет на 2035 год (контур отопления)

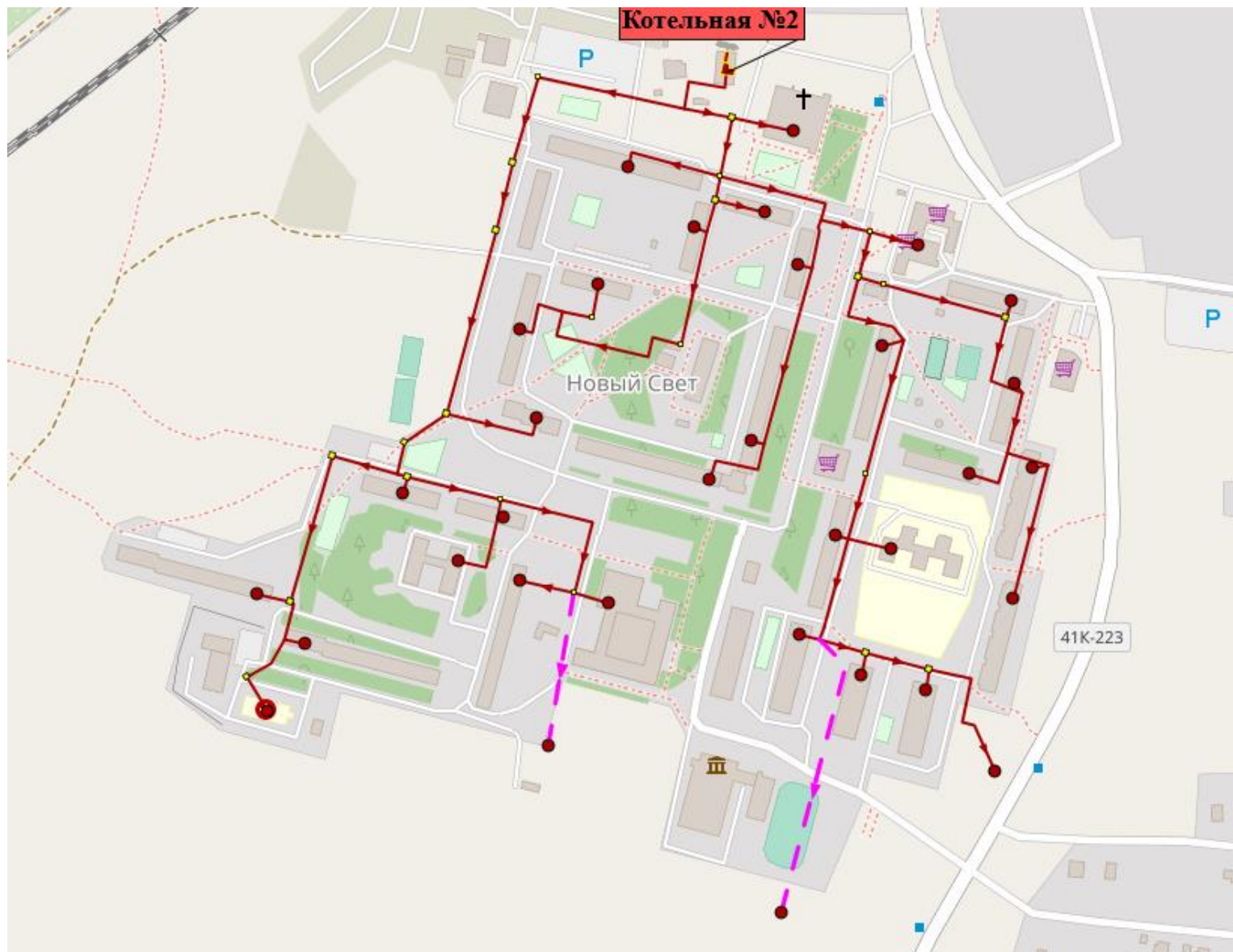


Рисунок 4.7. Схемы тепловых сетей котельной №2 пос. Новый Свет на 2035 год (контур ГВС)

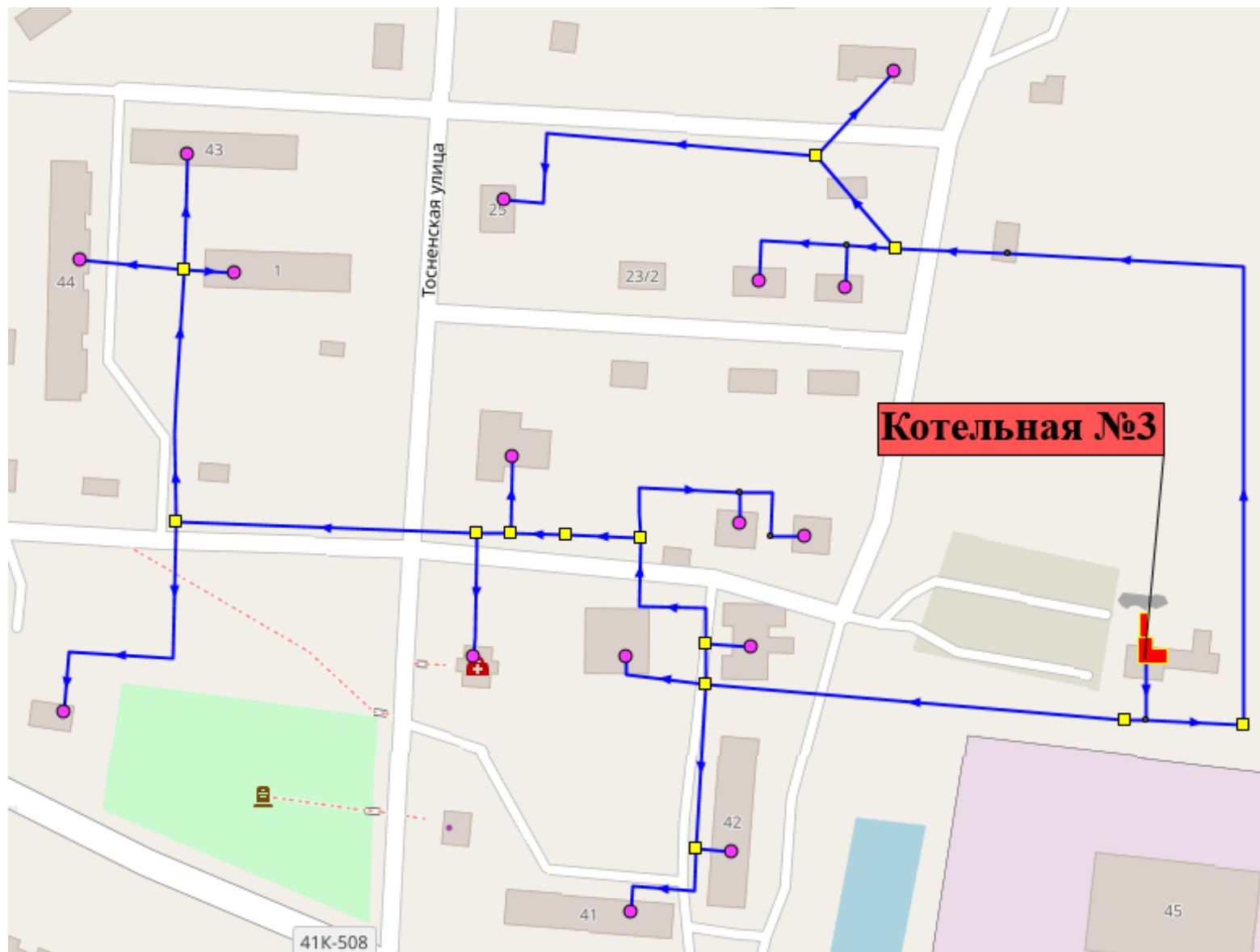


Рисунок 4.8. Схемы тепловых сетей котельной №3 пос. Торфяное на 2035 год

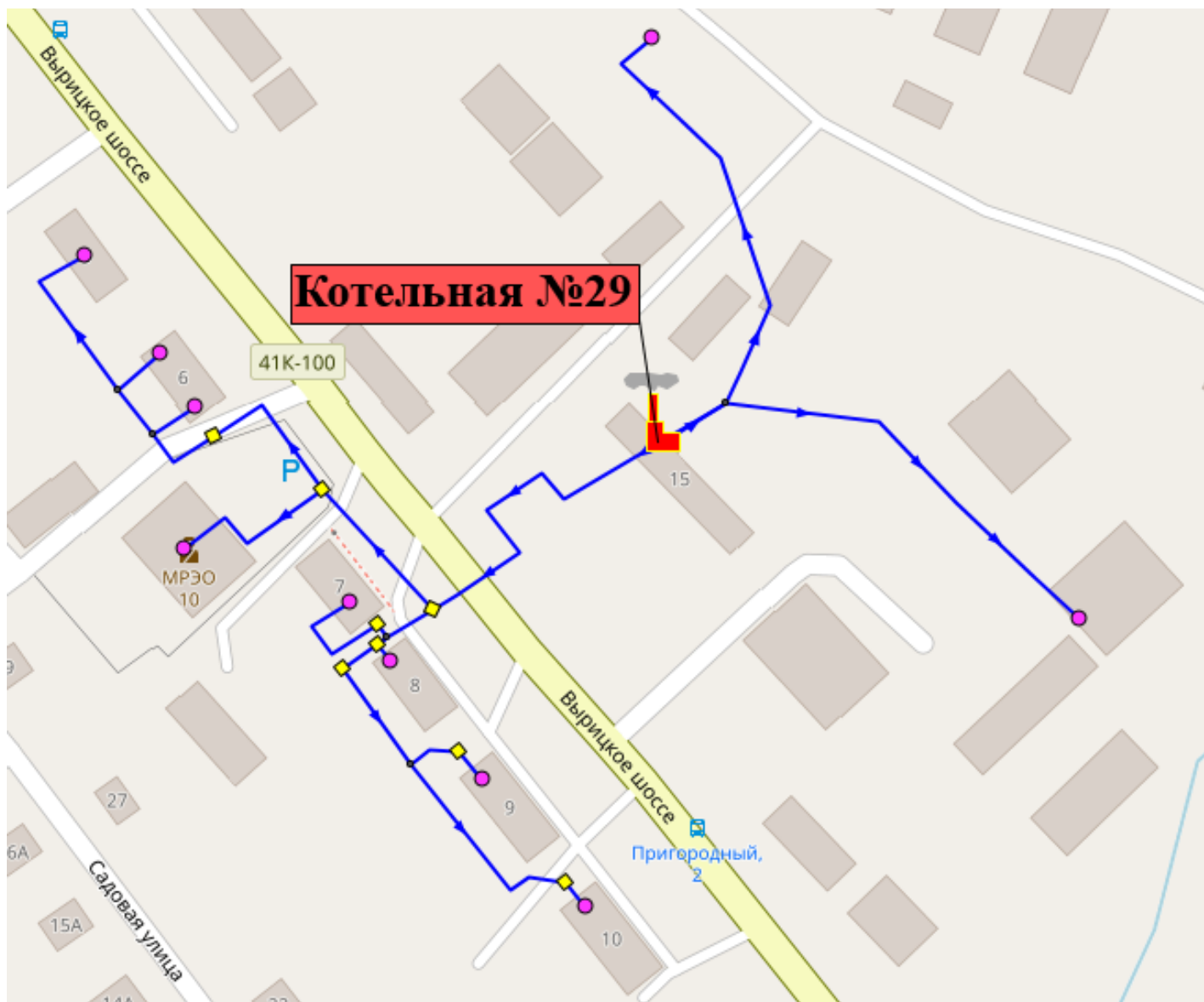


Рисунок 4.9. Схемы тепловых сетей котельной №29 пос. Пригородный на 2035 год

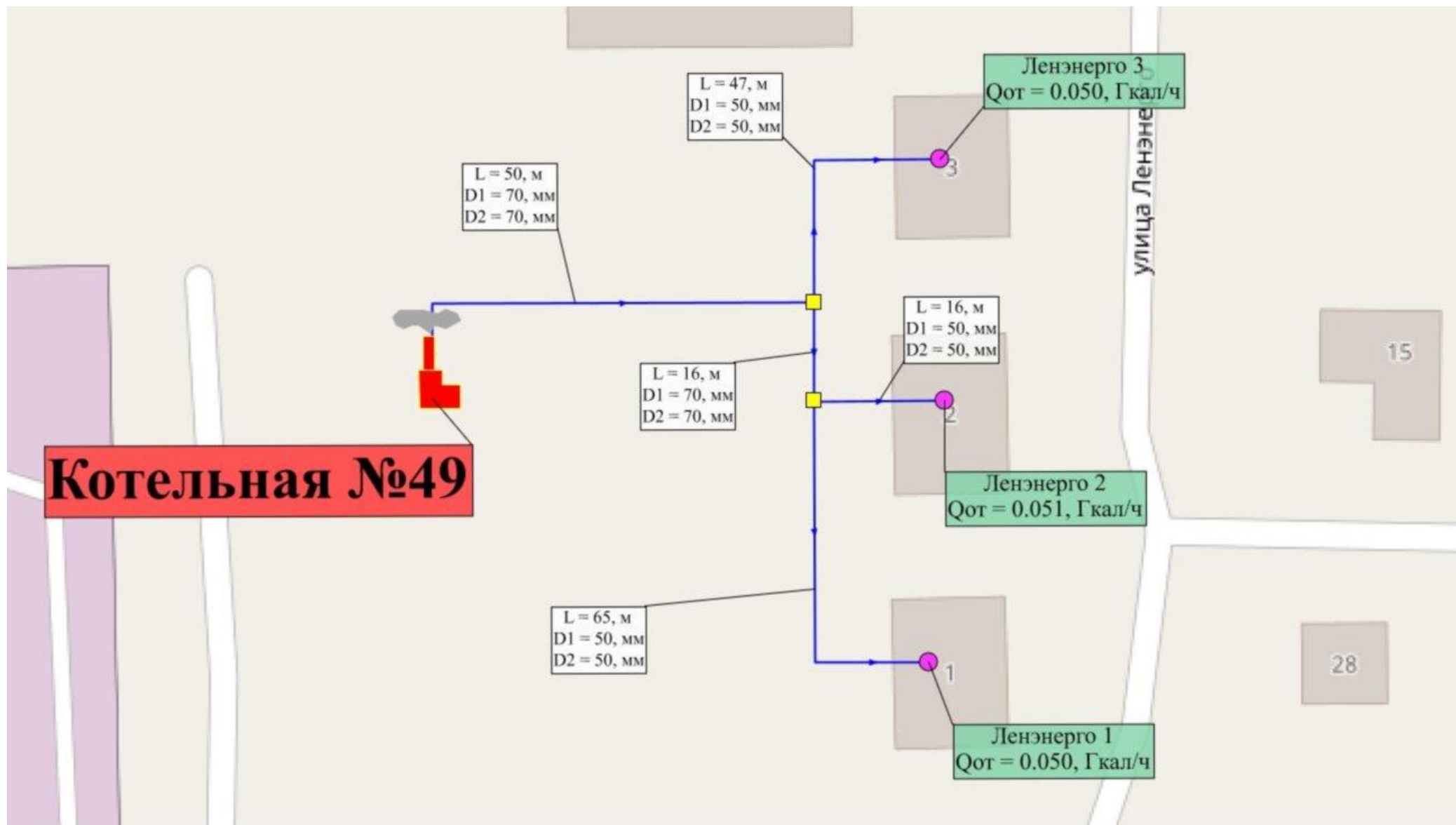


Рисунок 4.10. Схемы тепловых сетей котельной №49 п. Пригородный на 2035 год



Рисунок 4.11. Схемы тепловых сетей котельной № 54 п. Пригородный на 2035 год

4.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

В настоящий момент на всех источниках Новосветского сельского поселения имеется резерв мощности тепловой энергии.

В перспективе, при подключении новых потребителей, резерв мощности котельных сохраняется.

ГЛАВА 5. МАСТЕР ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

5.1. Варианты перспективного развития систем теплоснабжения поселения

Централизованным теплоснабжением на расчетный период, предусматривается обеспечить как сохраняемую, так перспективную многоквартирную застройку.

При разработке вариантов развития схемы теплоснабжения сельского поселения определяющим критерием является надежное, качественное и экономически эффективное энергоснабжение потребителей.

Согласно сведениям, представленным в п. 2.2 Главы 2, увеличение нагрузки потребителей, подключенных к централизованному теплоснабжению, предполагается в поселке Новый Свет в зоне действия котельной №2 и в поселке Торфяное в зоне действия котельной №3.

Развитие жилых зон муниципального образования планируется на основе использования свободных и резервных территорий. Приоритетной задачей в развитии жилой зоны является как преемственное развитие индивидуальной жилой застройки, в большей степени получившей свою реализацию в существующей структуре жилой застройки сельского поселения, так и планируемая застройка со строительством малоэтажных многоквартирных жилых домов.

Настоящим проектом предусматривается следующий вариант развития систем теплоснабжения поселения:

2024 год:

- Строительство тепловых сетей от котельной №2 п. Новый Свет общей протяженностью 120 м. (в четырехтрубном исчислении) для подключения перспективных потребителей;
- Строительство тепловых сетей от котельной №3 п. Торфяное общей протяженностью 41 м. (в двухтрубном исчислении) для подключения перспективных потребителей;
- Реконструкция тепловых сетей от котельной №2 п. Новый Свет с модернизацией участков тепловых сетей от ТК-23 к домам №№38, 37, 32, 33 и зданиям дома культуры и детского сада №61 с применением стальных труб в

ППУ-изоляции (предизолированных) протяжённостью 490 м. (в двухтрубном исчислении);

- Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра (контур отопления) от котельной №2 п. Новый Свет общей протяженностью 1 896 м. (в двухтрубном исчислении) для обеспечения пропускной способности трубопроводов при подключении перспективных потребителей;
- Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра (контур отопления) от котельной №3 п. Торфяное общей протяженностью 458 м. (в двухтрубном исчислении) для обеспечения пропускной способности трубопроводов при подключении перспективных потребителей;

2025 год:

- Строительство тепловых сетей от котельной №2 п. Новый Свет общей протяженностью 75 м. (в четырехтрубном исчислении) для подключения перспективных потребителей;
- Реконструкция тепловых сетей от котельной № 3 п. Торфяное с модернизацией участков тепловых сетей от ТК-9 до ТК-10 к жилым домам №43 и №44 и к детскому саду с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированных) протяжённостью 164 м. (в двухтрубном исчислении);
- Реконструкция котельной №29 п. Пригородный с заменой изношенного оборудования и элементов системы автоматики; ремонтом архитектурно-строительных элементов котельных установок на газообразном топливе;

2028 год:

- Реконструкция тепловых сетей от котельной № 54 п. Пригородный с модернизацией 100% тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированных) протяжённостью 86 м. (в двухтрубном исчислении);

2029 год:

- Реконструкция тепловых сетей от котельной № 49 п. Пригородный с модернизацией 100% тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированных) протяжённостью 194,00 м. (в двухтрубном исчислении);

Более подробно мероприятия, направленные на достижение значений нормативных технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям и обеспечения нормативной надежности, отражены в Главе 8

Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей.

В настоящее время, в адрес администрации Гатчинского муниципального района поступило предложение от АО «Коммунальные системы Гатчинского района» о заключении концессионного соглашения на передачу в эксплуатацию объектов теплоснабжения и горячего водоснабжения, находящиеся в муниципальной собственности. Концессионное соглашение планируется заключить на срок 19 лет (с 2024 г. по 2042 г.).

Перечень имущества, предполагаемого к передаче в эксплуатацию, подлежит согласованию с администрацией Гатчинского муниципального района и будет указан в проекте концессионного соглашения.

При согласовании проекта концессионного соглашения, предусматриваемые мероприятия будут отражены при последующей актуализации схемы теплоснабжения.

5.2. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения

Схемой теплоснабжения предусматривается единственный вариант перспективного развития системы теплоснабжения Новосветского сельского поселения с подключением перспективных потребителей в п. Новый Свет и п. Торфяное к централизованной системе теплоснабжения.

Инвестиции в мероприятия подробно рассмотрены в Главе 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

5.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения 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

Схемой теплоснабжения рассматривается единственный вариант перспективного развития системы теплоснабжения Новосветского сельского поселения.

Сведения по ценовым (тарифным) последствиям для потребителей, согласно предполагаемого варианта развития, представлены в п.12.4 Главы 12.

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 (в ценовых зонах теплоснабжения - расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии

Расчетные величины нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии приведены в таблице 6.1.

Принцип расчета перспективных балансов производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя тепlopотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах отражен в разделе 7 Главы 1.

Расчет производительности ВПУ котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия с учетом перспективных планов развития, а также расчет дополнительной аварийной подпитки тепловых сетей на новых и реконструируемых котельных, выполнен согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003».

Производительность ВПУ котельных должна быть не меньше расчетного расхода воды на подпитку теплосети.

Прогнозируемые приросты нормативных потерь теплоносителя по каждой системе теплоснабжения представлены в таблице 6.1.

6.2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с исполнением открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения

На момент актуализации настоящей схемы теплоснабжения, на территории Новосветского сельского поселения централизованное горячее водоснабжение осуществляется только от котельной №2 п. Новый Свет, присоединение потребителей выполнено по четырехтрубной схеме, система горячего водоснабжения – закрытая.

Системы горячего водоснабжения от других источниках теплоснабжения отсутствуют.

Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей представлены в таблице 6.1..

6.3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов

На котельной №2 п. Новый Свет реализована двухконтурная система. Система теплоснабжения четырехтрубная, закрытая. Аккумуляторные баки на источнике не установлены.

На остальных источниках теплоснабжения Новосветского сельского поселения горячее водоснабжение не осуществляется.

6.4. Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии

Нормативный часовой расход подпиточной воды по источникам тепловой энергии Новосветского сельского поселения представлен в таблице 6.1.. Фактические данные по расходу подпиточной воды на источниках эксплуатирующими организациями не предоставлены.

6.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития систем теплоснабжения

Существующий и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для котельных, расположенных на территории Новосветского сельского поселения, представлены в таблице 6.1..

Таблица 6.1. Балансы производительности водоподготовительных установок

Котельная №2 Новый Свет	Год	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Показатель	Единицы измерения													
Объем тепловой сети	м3	451,39	451,39	451,39	451,39	451,39	451,39	451,39	451,39	451,39	451,39	451,39	451,39	451,39
Водоразбор на нужды ГВС	м3/ч	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36	14,36
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	м3/ч	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13
Предельный часовой расход на заполнение	м3/ч	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
Итого необходимая производительность водоподготовительных установок	м3/ч	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49	50,49
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	м3/ч	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03	9,03
Котельная №3 Торфяное	Год	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Показатель	Единицы измерения													
Объем тепловой сети	м3	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96
Водоразбор на нужды ГВС	м3/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	м3/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Предельный часовой расход на заполнение	м3/ч	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Итого необходимая производительность водоподготовительных установок	м3/ч	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	м3/ч	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Котельная №29 Пригородный	Год	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Показатель	Единицы измерения													
Объем тепловой сети	м3	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80
Водоразбор на нужды ГВС	м3/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	м3/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Предельный часовой расход на заполнение	м3/ч	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50
Итого необходимая производительность водоподготовительных установок	м3/ч	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	м3/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14

Котельная №49 Пригородный	Год	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Показатель	Единицы измерения													
Объем тепловой сети	м3	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
Водоразбор на нужды ГВС	м3/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	м3/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Предельный часовой расход на заполнение	м3/ч	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Итого необходимая производительность водоподготовительных установок	м3/ч	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	м3/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Котельная №54 Пригородный	Год	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Показатель	Единицы измерения													
Объем тепловой сети	м3	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
Водоразбор на нужды ГВС	м3/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	м3/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Предельный часовой расход на заполнение	м3/ч	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Итого необходимая производительность водоподготовительных установок	м3/ч	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	м3/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

На территории Новосветского сельского поселения функционируют пять источников централизованного теплоснабжения:

- Котельная №2 пос. Новый Свет
- Котельная №3 пос. Торфяное
- Котельная №29 пос. Пригородный
- Котельная №49 пос. Пригородный
- Котельная №54 пос. Пригородный

Котельная №2 п. Новый Свет введена в эксплуатацию в 2016 году, котельная №3 п. Торфяное – в 1994 году, котельная №29 п. Пригородный – в 2002 году, котельная №49 п. Пригородный – в 2014 году, котельная №54 п. Пригородный – в 2014 году.

Нормативный срок эксплуатации основного оборудования, установленного на котельных, составляет 20 лет. Таким образом, на расчетный срок до 2035 года ресурс работы оборудования котельных №3, №29, №49 и №54 будет исчерпан. На территории Новосветского сельского поселения планируются следующие мероприятия:

1. В п. Торфяное на котельной №3 – замена изношенного оборудования и элементов системы автоматики; ремонт архитектурно-строительных элементов котельных установок на газообразном топливе в 2025 году;
2. В п. Пригородный на котельной №29 – замена изношенного оборудования и элементов системы автоматики. Ремонт архитектурно-строительных элементов котельных установок на газообразном топливе в 2027 г.
3. В п. Пригородный на котельной №49 – частичная модернизация (с заменой изношенного оборудования), автоматизация и диспетчеризация котельной в 2025 году.
4. В п. Пригородный на котельной №54 – частичная модернизация (с заменой изношенного оборудования), автоматизация и диспетчеризация котельной в 2025 году.

7.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

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

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

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

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по

развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

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

нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

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

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

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

Кроме того, согласно СП 42.133330.2011 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений», в районах многоквартирной жилой застройки малой этажности, а также одно-двухквартирной жилой застройки с приусадебными (приквартирными) земельными участками теплоснабжение допускается предусматривать от котельных на группу жилых и общественных зданий или от индивидуальных источников тепла при соблюдении технических регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, а также противопожарных требований. Групповые котельные допускается размещать на селитебной территории с целью сокращения потерь при транспорте теплоносителя и снижения тарифа на тепловую энергию.

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

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

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

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

Действующие источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории Новосветского сельского поселения отсутствуют. В настоящее время функционирует первая очередь станции активной дегазации Vireo Energy полигона ТБО «Новый Свет-Эко».

ГПА GE Jenbacher JMS320	новое строительство	1,0 МВт
ГПА GE Jenbacher JMS420	новое строительство	1,4 МВт
Всего по станции		2,4 МВт

Планируются работы по строительству второй очереди, таким образом, общая мощность станции дегазации составит 4,8 МВт.

7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

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

По результатам оценки надежности теплоснабжения МО «Новосветское СП» мероприятия по установке (приобретению) резервного оборудования настоящей актуализацией схемы теплоснабжения не предусматриваются.

7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, а также востребованность электрической энергии (мощности), вырабатываемой генерирующим оборудованием источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на оптовом рынке электрической энергии и мощности на срок действия схемы теплоснабжения

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не предусматривается ввиду низкой и непостоянной возможной электрической и тепловой нагрузки, которую можно подключить к источнику комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, что приводит к значительным затратам на строительство и дальнейшую эксплуатацию подобной установки. Таким образом, строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии экономически не обосновано.

Ввиду большого профицита электрической мощности на территории Ленинградской области и высокой конкуренции на ОРЭМ, мероприятия, связанные со строительством новых ТЭЦ взамен существующих котельных, малоактуальны. Существующих источников достаточно для покрытия настоящих и перспективных нагрузок в довольно долгосрочной перспективе.

7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

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

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

В «Схеме и Программе развития электроэнергетики Ленинградской области на 2018-2022 годы», которая включает в себя анализ текущего состояния генерирующих мощностей и крупных потребителей, балансы производства и потребления тепловой и электрической энергии в границах муниципальных районов, а также прогноз изменения потребления и выработки тепловой и электрической энергии в границах Ленинградской области отмечено, что в отношении муниципальных котельных целесообразным может быть только модернизация котельных в мини-ТЭЦ с целью покрытия собственных нужд источника, однако для этого необходимы паровые котлы относительно высокой мощности. В связи с этим наиболее востребованным решением на территории Ленинградской области становится строительство газовых блочно-модульных котельных.

Также следует отметить, что для развития централизованного теплоснабжения сельского поселения использование новых источников когенерации неэффективно, ввиду малой мощности, низкой плотности и характера тепловой нагрузки.

По этой причине, схемой теплоснабжения Новосветского сельского поселения организация выработки электрической энергии в комбинированном цикле на базе существующих нагрузок не предусматривается.

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

В настоящее время источников, расположенных в непосредственной близости друг от друга на территории Новосветского сельского поселения, нет. Поэтому, увеличение зон теплоснабжения котельных путем включения зон действия существующих 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

Схемой теплоснабжения перевод существующих котельных в «пиковый» режим работы не предусмотрен.

7.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Тепловые источники, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на территории Новосветского сельского поселения отсутствуют.

7.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

В настоящем проекте принят за основу сценарий, предусматривающий сохранение существующего состава источников теплоснабжения. Вывод в резерв и (или) вывод из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии схемой теплоснабжения не предусмотрен.

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

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

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

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

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

Технико-экономические показатели работы источников приведены в таблицах 7.1 – 7.5.

Таблица 7.1. Техничко-экономические показатели работы котельной №2 Новый Свет

Котельная №2 Новый Свет	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Установленная тепловая мощность	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60
Располагаемая тепловая мощность	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60
Затраты тепла на собственные нужды	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Потери в тепловых сетях	1,79	2,14	2,28	2,36	2,43	2,51	2,58	2,65	2,73	2,74	2,74	2,74	2,74
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	8,84	10,54	11,27	11,63	12,00	12,36	12,73	13,09	13,46	13,53	13,53	13,53	13,53
отопление и вентиляция	7,95	9,38	10,00	10,31	10,61	10,92	11,23	11,54	11,84	11,90	11,90	11,90	11,90
горячее водоснабжение	0,89	1,16	1,27	1,33	1,39	1,44	1,50	1,56	1,61	1,63	1,63	1,63	1,63
Резерв/дефицит тепловой мощности	9,66	7,62	6,74	6,30	5,86	5,43	4,99	4,55	4,11	4,03	4,03	4,03	4,03

Таблица 7.2. Техничко-экономические показатели работы котельной №3 Торфяное

Котельная №3 Торфяное	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Установленная тепловая мощность	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30
Располагаемая тепловая мощность	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30
Затраты тепла на собственные нужды	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Потери в тепловых сетях	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,31	0,31	0,31	0,31
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	1,35	1,36	1,36	1,37	1,37	1,37	1,38	1,38	1,38	1,58	1,58	1,58	1,58
отопление и вентиляция	1,35	1,36	1,36	1,36	1,37	1,37	1,37	1,38	1,38	1,54	1,54	1,54	1,54
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,04	0,04	0,04	0,04
Резерв/дефицит тепловой мощности	2,64	2,63	2,62	2,62	2,61	2,61	2,60	2,60	2,60	2,36	2,36	2,36	2,36

Таблица 7.3. Технико-экономические показатели работы котельной №29 Пригородный

Котельная №29 Пригородный	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Установленная тепловая мощность	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
Располагаемая тепловая мощность	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
Затраты тепла на собственные нужды	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Потери в тепловых сетях	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
отопление и вентиляция	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94

Таблица 7.4. Технико-экономические показатели работы котельной №49 Пригородный

Котельная №49 Пригородный	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Установленная тепловая мощность	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Располагаемая тепловая мощность	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Затраты тепла на собственные нужды	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Потери в тепловых сетях	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
отопление и вентиляция	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03

Таблица 7.5. Техничко-экономические показатели работы котельной №54 Пригородный

Котельная №54 Пригородный	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Установленная тепловая мощность	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Располагаемая тепловая мощность	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Затраты тепла на собственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
отопление и вентиляция	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
горячее водоснабжение	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09

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

Ввод новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива, на территории Новосветского сельского поселения не предусмотрена.

7.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах

На расчетный срок до 2035 года строительство производственных предприятий с использованием тепловой энергии от централизованных источников теплоснабжения не планируется. Обеспечение тепловой энергией промышленных потребителей, расположенных на территории Новосветского сельского поселения, предлагается осуществлять от индивидуальных источников, расположенных на территории предприятий.

7.15. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения

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

Радиус эффективного теплоснабжения, прежде всего, зависит от прогнозируемой конфигурации тепловой нагрузки относительно места расположения источника тепловой энергии и плотности тепловой нагрузки. В силу того, что тепловые сети от источников централизованного теплоснабжения имеют относительно небольшую протяженность (протяженность тепловых сетей от котельной №2 пос. Новый Свет составляет 18920 м в однотрубном исчислении, от котельной №3 пос. Торфяное – 2796,0 м, от котельной №29 пос. Пригородный - 1036 м, от котельной №49 пос. Пригородный – 388,0 м, от котельной №54 пос. Пригородный – 172,0 м), все потребители тепловой энергии попадают в радиус эффективного теплоснабжения.

7.16. Обоснование предложений по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии, направленных на повышение надежности систем теплоснабжения, в том числе на резервирование источников тепловой энергии и (или) оборудования источников тепловой энергии в целях обеспечения надежности теплоснабжения в соответствии с критериями надежности теплоснабжения потребителей с учетом климатических условий

В результате оценки надежности систем теплоснабжения на территории муниципального образования, проведенной в порядке, установленном требованиями к схемам теплоснабжения, а также приказу Минэнерго России от 12.03.2013 г. №103 (внесение изменений в Правила оценки готовности к отопительному периоду от 17.01.2023 №5), было выявлено отсутствие необходимости мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии, в том числе на резервирование источников тепловой энергии в целях обеспечения надежности теплоснабжения в соответствии с критериями надежности теплоснабжения потребителей с учетом климатических условий.

ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

8.1. Реконструкция и (или) модернизация, строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности

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

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

Жилищная, комплексная или производственная застройка во вновь осваиваемых районах поселения не предполагается. На период разработки схемы теплоснабжения до 2035 года на территории Новосветского сельского поселения планируется только уплотнительная застройка в зонах действия существующих источников тепловой энергии.

Перечень тепловых сетей, предлагаемых к строительству для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, представлен в таблицах 8.1- 8.2.

Таблица 8.1. Перечень тепловых сетей, предлагаемых к строительству для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки систем отопления

Номер источника	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная №2	75	0,15	0,15	Подземная бесканальная
Котельная №2	120	0,15	0,15	Подземная бесканальная
Котельная №3	15	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Котельная №3	26	0,05	0,05	Подземная бесканальная

Таблица 8.2. Перечень тепловых сетей, предлагаемых к строительству для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки систем горячего водоснабжения

Номер источника	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная №2	75	0,1	0,1	Подземная бесканальная
Котельная №2	120	0,1	0,1	Подземная бесканальная

8.3. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности

Согласно выполненному анализу существующего состояния систем транспорта теплоносителя и мест расположения действующих источников тепловой энергии, а также их резервов, строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от разных источников тепловой энергии (при сохранении надёжности теплоснабжения) на территории Новосветского сельского поселения невозможно.

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

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

8.5. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

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

По результатам оценки надежности теплоснабжения МО «Новосветское СП» мероприятия по организации совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую сеть, резервированию тепловых сетей смежных районов поселения настоящей актуализацией схемы теплоснабжения не предусматриваются. Необходимые показатели надежности достигаются за счет реконструкции трубопроводов в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса последних.

8.6. Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

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

Перечень участков тепловых сетей, на которых необходимо изменение диаметров, представлен в таблице 8.3.

Таблица 8.3. Перечень участков тепловых сетей котельной №2 пос. Новый Свет, реконструируемых с изменением диаметров (контур отопления)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м				Вид прокладки тепловой сети
			До перекладки		После перекладки		
			Подающего	Обратного	Подающего	Обратного	
Котельная №2	У1	40	0,309	0,309	0,517	0,517	Подземная бесканальная
У1	ТК14	23	0,309	0,309	0,359	0,359	Подземная бесканальная
У1	ТК1	156	0,2	0,2	0,259	0,259	Подземная бесканальная
ТК1	ТК3	92	0,2	0,2	0,259	0,259	Подземная бесканальная
ТК14	ТК15	50	0,309	0,309	0,359	0,359	Подземная бесканальная
ТК38	У4	86	0,15	0,15	0,259	0,259	Подземная бесканальная
ТК23	У38	54	0,2	0,2	0,259	0,259	Подземная бесканальная
У37	ТК29	168	0,1	0,1	0,207	0,207	Подземная бесканальная
У4	У37	74	0,15	0,15	0,259	0,259	Подземная бесканальная
У44	ТК17	131	0,15	0,15	0,1	0,1	Подземная бесканальная
ТК17	ТК19	98	0,15	0,15	0,1	0,1	Подземная бесканальная
ТК19	У19	25	0,08	0,08	0,05	0,05	Подземная бесканальная
У19	Дом №11	55	0,08	0,08	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК17	ТК18	38	0,1	0,1	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК15	У21	125	0,309	0,309	0,359	0,359	Подземная бесканальная
У21	ТК22	48	0,2	0,2	0,309	0,309	Подземная бесканальная
ТК22	ТК23	26	0,2	0,2	0,309	0,309	Подземная бесканальная
ТК8	ТК12	95	0,15	0,15	0,207	0,207	Подземная бесканальная
ТК12	ТК13	130	0,15	0,15	0,207	0,207	Подземная бесканальная
ТК3	ТК4	47	0,2	0,2	0,259	0,259	Подземная бесканальная
ТК4	ТК6	123	0,2	0,2	0,259	0,259	Подземная бесканальная
ТК19	Дом №12	70	0,1	0,1	0,069	0,069	Подземная бесканальная
ТК6	ТК7	24	0,15	0,15	0,259	0,259	Подземная бесканальная
ТК7	У8	10	0,15	0,15	0,259	0,259	Подземная бесканальная
У8	ТК8	8	0,15	0,15	0,259	0,259	Подземная бесканальная
У38	ТК38	100	0,15	0,15	0,259	0,259	Подземная бесканальная

8.7. Реконструкция и (или) модернизация тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Большая часть тепловых сетей на территории Новосветского сельского поселения проложена в период до 1989 года, т.е. срок их эксплуатации превышает 25 лет.

В период с 2024 года предусматривается постепенная перекладка всех тепловых сетей:

- От котельной №2 пос. Новый Свет – модернизация участков тепловых сетей от ТК-23 к домам №№38, 37, 32, 33 и зданию дома культуры и зданию детского сада №61 с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные) протяжённостью 490 м. (в двухтрубном исчислении) в 2024 г., замена оставшейся части трубопроводов будет выполнена в более поздние сроки и отражена в схеме при последующих актуализациях;
- От котельной № 3 пос. Торфяное – модернизация участков тепловых сетей от ТК-9 до ТК-10 к жилым домам №43 и №44 и к детскому саду с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные) протяжённостью 164 м. (в двухтрубном исчислении) в 2025 г., замена оставшейся части трубопроводов будет выполнена в более поздние сроки и отражена в схеме при последующих актуализациях;
- От котельной № 49 пос. Пригородный – модернизация 100% тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные) протяжённостью 194 м. (в двухтрубном исчислении) в 2029 г.
- От котельной № 54 пос. Пригородный – модернизация 100% тепловых сетей с применением стальных труб в ППУ-изоляции (предизолированные) протяжённостью 86 м. (в двухтрубном исчислении) в 2028 г.

8.8. Строительство, реконструкция и (или) модернизация насосных станций

Анализ рельефа местности поселения, показал, что перепады высот в зонах действия котельных незначительны и сетевых насосов, установленных на котельных достаточно для обеспечения требуемого располагаемого напора у потребителей.

Таким образом, строительство новых насосных станций на территории Новосветского сельского поселения не требуется.

8.9. Предложения по организации закрытой схемы теплоснабжения

Предложения по организации закрытой схемы теплоснабжения отсутствуют.

В 2024 году планируется установка АИТП в МКД 376 пос. Новый свет.

ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

9.1. Техничко–экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения

В соответствии Федеральным законом N 190-ФЗ "О теплоснабжении" (с учетом изменений от 30 декабря 2021 г.), законодательством Российской Федерации урегулированы положения, обеспечивающие надлежащий температурный режим подаваемой горячей воды и, как следствие, отсутствие условий для содержания бактерий в открытых системах горячего водоснабжения. Из указанного следует, что в случае, если открытые системы обеспечивают выполнение нормативных требований к горячей воде, то реализация мероприятий по "закрытию" открытой системы горячего водоснабжения по такой причине необязательна.

Законопроектом предусматривается признание утратившей силу нормы, устанавливающей запрет на осуществления горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) с 1 января 2022 г., но одновременно сохраняется действие нормы части 8 статьи 29 Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении", исключающей возможность подключения объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, что позволит обеспечить постепенное строительство закрытых систем горячего водоснабжения.

При переводе потребителей горячего водоснабжения на закрытую схему возможны следующие варианты:

- организация индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) у абонентов (установка теплообменного оборудования на контур ГВС);

- строительство центральных тепловых пунктов в кварталах застройки (ЦТП);

–организация четырехтрубной системы централизованного теплоснабжения от источников.

Организация индивидуальных тепловых пунктов

Индивидуальный тепловой пункт (ИТП) – комплекс технических устройств, предназначенный для присоединения систем теплоснабжения здания (отопление, вентиляция и ГВС) к тепловой сети и для передачи, трансформации и распределения тепловой энергии теплоносителя от тепловой сети к системам теплоснабжения жилых, общественных, производственных, складских и других зданий.

ИТП используется для обслуживания одного потребителя (здания или его части) и, как правило, располагается в подвальном или техническом помещении здания. Однако, в силу особенностей обслуживаемого здания, ИТП может быть размещен в отдельно стоящем сооружении.

Основными задачами ИТП являются:

- преобразование вида теплоносителя;
- контроль параметров режимов теплоносителя и их автоматизированное регулирование (величина расхода, уровень напора, температура, и т.д.);
- распределение теплоносителя по системам теплоснабжения;
- коммерческий учет потребляемой тепловой энергии;
- автоматическое поддержание уровня температуры горячей воды с учетом требований санитарных норм;
- автоматическое поддержание температуры воды в системе отопления в зависимости от температуры наружного воздуха, времени суток, рабочего графика и т.д.;
- автоматизированный вывод информации на пункт диспетчеризации;
- возможность дистанционного контроля и управления через модем;
- сигнализация в случае аварийной и внештатной ситуации.

В состав ИТП может входить следующее теплоэнергетическое оборудование и вспомогательное оборудование:

- теплообменные аппараты (осуществляют передачу тепла);
- запорная и регулирующая арматура;

- насосы (при необходимости);
- контрольно-измерительные приборы;
- контроллеры;
- щиты электроуправления.

Наиболее простой и распространенной схемой присоединения системы ГВС в ИТП является схема с одноступенчатым параллельным присоединением подогревателей горячего водоснабжения (рисунок 9.1). Подогреватели присоединены к той же тепловой сети, что и системы отопления зданий. Вода из наружной водопроводной сети подается в подогреватель ГВС, где нагревается сетевой водой, поступающей из подающего трубопровода тепловой сети.

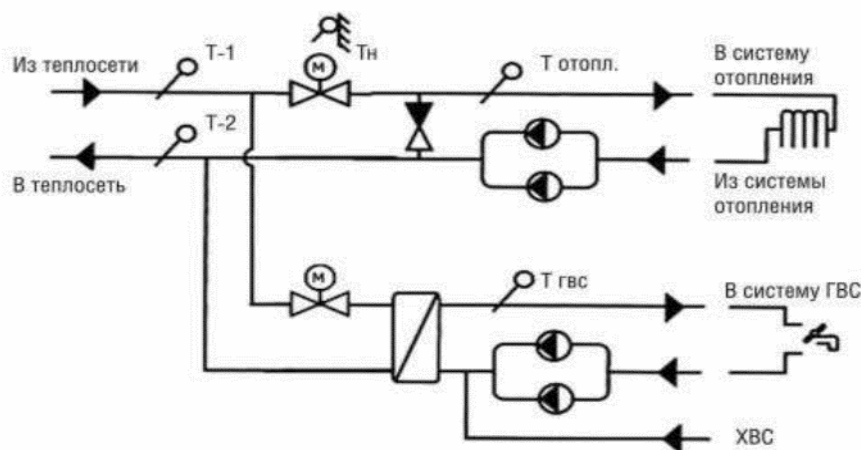


Рисунок 9.1. Схема с зависимым присоединением системы отопления к тепловой сети и одноступенчатым параллельным присоединением теплообменника ГВС

Охлажденная сетевая вода подается в обратный трубопровод тепловой сети. После подогревателя горячего водоснабжения нагретая водопроводная вода подается в систему ГВС. Если водоразборные приборы в этой системе закрыты (к примеру, в ночное время), то горячая вода по циркуляционному трубопроводу снова подается в подогреватель ГВС.

Данную схему с одноступенчатым параллельным присоединением подогревателей горячего водоснабжения рекомендуется применять, если отношение максимального расхода теплоты на ГВС зданий к максимальному расходу теплоты на отопление зданий менее 0,2 или более 1,0 (согласно СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»). Схема используется при нормальном температурном графике сетевой воды в тепловых сетях.

Помимо схемы с одноступенчатым параллельным присоединением подогревателей горячего водоснабжения, применяется двухступенчатая система подогрева воды в системе ГВС. В зимний период холодная водопроводная вода сначала подогревается в теплообменнике первой ступени (с 5° до 30°C) теплоносителем из обратного трубопровода системы отопления, а затем, для окончательного догрева воды до необходимой температуры (60°C) используется сетевая вода из подающего трубопровода тепловой сети (рисунок). Идея состоит в том, чтобы использовать для нагрева тепловую энергию обратной линии от системы отопления. При этом сокращается расход сетевой воды на подогрев воды в системе ГВС. В летний период нагрев происходит по одноступенчатой схеме.

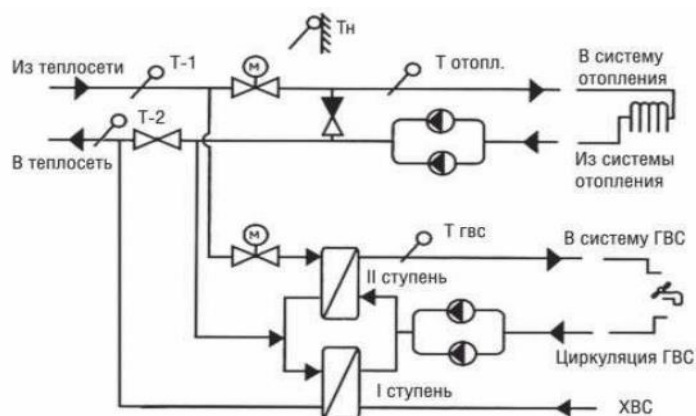


Рисунок 9.2. Схема теплового пункта с зависимым присоединением системы отопления к тепловой сети и двухступенчатым нагревом воды

В настоящий момент широкое распространение получили блочные индивидуальные тепловые пункты (БИТП), предназначенные для передачи тепловой энергии, а также контроля и автоматического регулирования параметров теплоносителя, подаваемого от наружных тепловых сетей в систему отопления, систему горячего водоснабжения, систему вентиляции, систему кондиционирования жилых и общественных зданий, а также производственных помещений.

БИТП состоят из модулей высокой заводской готовности, что позволяет уменьшить время монтажных и пуско-наладочных работ, а также их стоимость.

Полностью автоматизированные индивидуальные тепловые пункты с высокой точностью поддерживают температуру теплоносителя обслуживаемых систем и выдерживают пиковые нагрузки в пределах заявленной максимальной мощности. Автоматизация теплового пункта с системой диспетчеризации представляет собой «программно-технический комплекс в комплексе ИТП» и предоставляет возможность

управления режимами теплоснабжения потребителей, без постоянного обслуживающего персонала.

Комплексная реконструкция системы отопления и ГВС (закрытая независимая схема теплоснабжения как по отоплению, так и по ГВС) имеет следующие преимущества:

– для теплоснабжающих организаций – снижение расхода тепла на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком;

– для теплоснабжающих организаций – уменьшение величины подпиточной воды и расходов на ее приготовление;

– для потребителей – кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей (ликвидация перетоков и недотоков) – снижение потребления и эффективное распределение тепловой энергии;

– для потребителей – увеличение надёжности теплоснабжения: при аварии на теплосетях у теплоснабжающей организации циркуляция у потребителя сохраняется, что практически исключает возможность «размораживания» систем отопления;

– для потребителей – в связи с отдельными контурами потребителей и теплоснабжающей организации практически исчезают спорные вопросы по расчётам за потребление тепловой энергии.

На основании опыта по внедрению и эксплуатации ИТП в рамках проектов по модернизации систем теплоснабжения можно выделить следующие факторы экономии (снижения потребления тепловой энергии), представленные в таблице ниже.

Таблица 9.1. Факторы экономии при модернизации систем теплоснабжения с внедрением ИТП

Фактор экономии	Примечания	Для жилых зданий	Для производственных / административных зданий
Снижение температуры теплоносителя в системе теплопотребления при повышении температуры наружного воздуха (погодное регулирование) и устранение перетоков в переходные, межсезонные периоды	В «межсезонье» переток вызван необходимостью подачи в здания теплоносителя для нужд приготовления воды ГВС с температурой, слишком высокой для отопления	15-20 %	15-20 %

Фактор экономии	Примечания	Для жилых зданий	Для производственных / административных зданий
Снижение температуры воздуха в помещениях в часы отсутствия там людей	Выходные дни и ночное время		10–15 %
Учет тепловой инерционности здания и существенной разницы температуры наружного воздуха в дневное и ночное время суток	Принятие во внимание показаний установленного датчика внутренней температуры воздуха (интегральная величина при установке, например в общем вентиляционном канале) и с помощью использования электронно-запрашиваемого прогноза погоды (долгосрочно ли изменение температуры наружного воздуха)	3–5 %	3–5 %
Применение графика качественного регулирования	При условии постоянства расхода теплоносителя в системе отопления	3–5 %	3–5 %
Учёт тепловыделений и применение различных алгоритмов оптимизации регулирования для жилых и административных (производственных) зданий	Бытовых - для жилья и производственных – для предприятий	5- 7 %	5- 7 %
Возможность нормированного снижения нагрузки на отопление в часы максимальной нагрузки на горячее водоснабжение	Приоритет ГВС для жилья	1–3 %	
Итого, суммарная экономия		25-40%	35-50%

Строительство центральных тепловых пунктов

Центральный тепловой пункт (ЦТП) – комплекс технических устройств, предназначенный для присоединения, передачи и распределения тепловой энергии нескольким потребителям. В ЦТП подключаются группы однородных систем теплоснабжения: отопление, вентиляция и ГВС большинства зданий микрорайона/квартала.

ЦТП должны размещаться на границах между магистральными и распределительными (квартальными) сетями и служат для распределения теплоносителя по системам отопления и горячего водоснабжения обслуживаемых зданий, а также функции обеспечения безопасности, управления и учета.

Принципиальная схема ЦТП представлена на рисунке ниже.

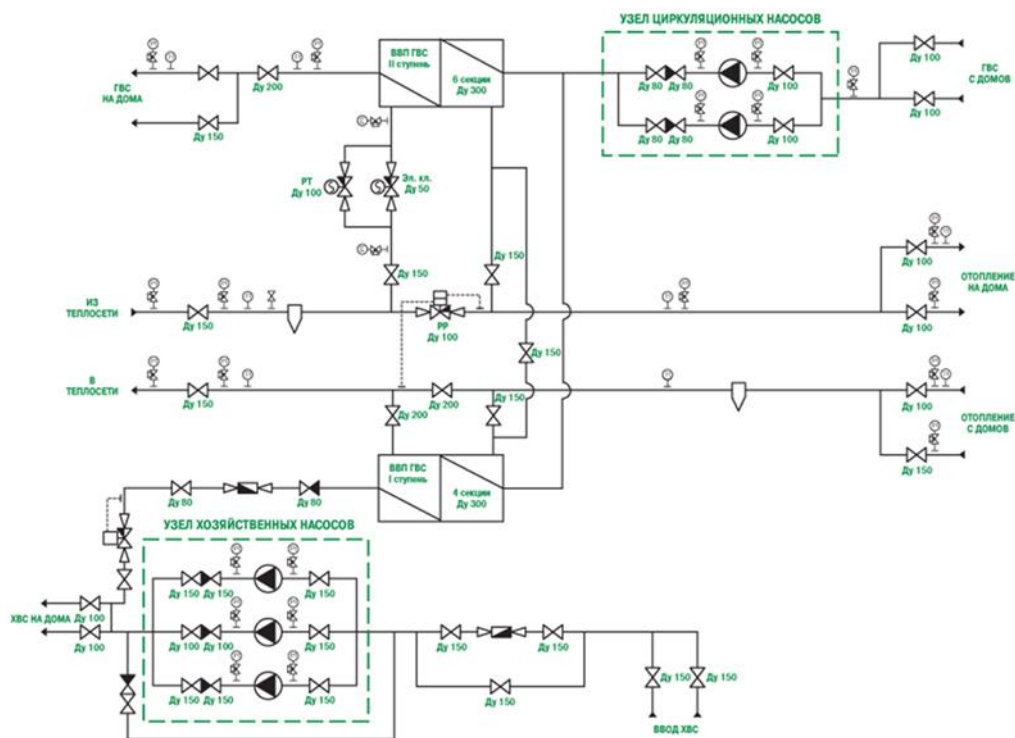


Рисунок 9.3. Принципиальная схема ЦТП

Основные задачи ЦТП:

- автоматическое распределение теплоносителя, поступающего от теплоисточника по магистральным сетям в распределительные сети, в количествах, соответствующих потребности абонентов;
- телемеханический контроль за параметрами поступающего теплоносителя и приборный учет расхода теплоты, полученной потребителями;
- автоматическое регулирование параметров теплоносителя, поступающего в распределительные сети в соответствии с характеристиками группы потребителей;
- защита от нарушения гидравлического режима сетей при временных нарушениях теплового режима теплоисточником, а также от утечек в распределительных сетях;
- защита местных систем отопления от аварийного повышения давления в магистральных сетях (гидравлические удары и ошибки при переключениях);
- водоподготовка для ГВС;
- обеспечение отключения отопления или горячего водоснабжения в случае необходимости.

В состав ЦТП может входить следующее теплоэнергетическое и вспомогательное оборудование:

- теплообменные аппараты для нагрева воды теплоносителем из магистральных сетей;

- насосы (циркуляционные насосы ГВС и системы отопления, насос подпитки, смесительный, резервный/аварийный);

- регулирующая арматура;

- запорно-предохранительное оборудование (краны, задвижки, клапаны);

- контрольно-измерительные приборы (счетчики, приборы учета тепла, манометры и др.);

- система автоматизированного контроля, управления и регулирования гидравлическим и тепловым режимами;

- система водоподготовки;

- расширительный бак для компенсации расширения теплоносителя в системе отопления.

Квартальные сети отопления в ЦТП подключаются к тепловой сети либо через водонагреватель по независимой схеме, либо по зависимой схеме с циркуляционно-подмешивающим насосом, установленным в зависимости от давлений в подающем и обратном трубопроводах на перемычке между этими трубопроводами, либо на одном из них. Регулирование тепловой нагрузки отопления осуществляется изменением расхода теплоносителя из тепловой сети путем открытия или закрытия регулирующего клапана.

Применение такого автоматического регулирования подачи тепла на отопление в ЦТП обеспечивает экономию тепла до 15% от годового потребления за счет ликвидации срезки температурного графика на уровне 70-80 °С (из-за необходимости нагрева воды горячего водоснабжения) и за счет снижения подачи тепла с учетом возрастающей доли внутренних тепловыделений в тепловом балансе здания с увеличением температуры наружного воздуха.

Организация четырехтрубной системы централизованного теплоснабжения

В четырехтрубной системе подача тепла на отопление и горячее водоснабжение разделена по двум парам труб. На рисунке ниже представлена схема четырехтрубной системы теплоснабжения.

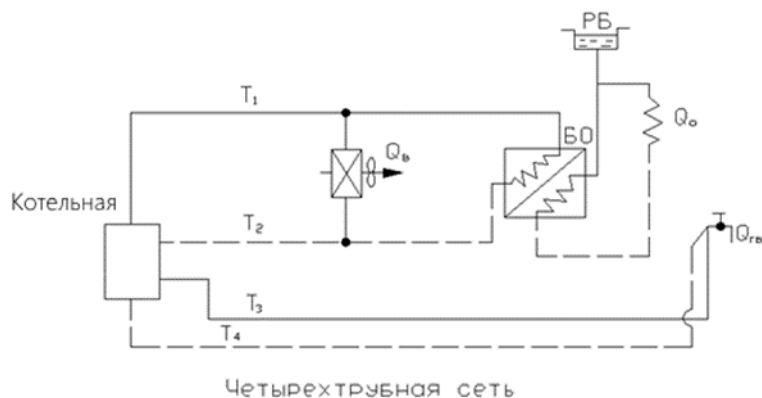


Рисунок 9.4. Схема четырехтрубной системы теплоснабжения

Вода для горячего водоснабжения приготавливается на источнике теплоснабжения и по отдельному трубопроводу подается абонентам, рециркуляционная вода возвращается для подогрева к источнику. По другой паре трубопроводов подается и отводится теплоноситель для системы отопления и вентиляции.

Основной недостаток такой системы теплоснабжения — большая металлоемкость и, как следствие, значительные эксплуатационные затраты.

Переход на закрытую схему ГВС с организацией четырехтрубной системы теплоснабжения от источников приведет к увеличению протяженности тепловых сетей (необходимо будет проложить трубопроводы от источников теплоснабжения до каждого потребителя ГВС), что потребует значительных финансовых затрат, а также повлечет за собой земляные работы по всему городу во время прокладки трубопроводов. В дальнейшем это приведет к увеличению затрат на ремонт и реконструкцию тепловой сети.

Преимущества и недостатки выбора ИТП, ЦТП и четырехтрубной системы

ИТП «+»:

- отсутствие необходимости строительства и обслуживания сетей горячего водоснабжения;
- сокращение тепловых потерь в системах ГВС;

- прозрачность расчетов за горячую воду для конкретного потребителя;
- возможность дополнительной установки теплообменников для отопления (при наличии места) и организации независимой схемы отопления потребителей (возможность индивидуального регулирования параметров отопления).

ИТП «-»:

- необходимость установки циркуляционного насоса ГВС и увеличение электрической нагрузки на объект;
- затраты на обслуживание ИТП ложатся на собственников здания;
- при наличии ограниченного пространства необходимо индивидуально подходить к выбору оборудования;
- организация подводящих линий ХВС к каждому потребителю при труднодоступности существующего ввода.

ЦТП «+»:

- отсутствие необходимости индивидуального подхода к каждому потребителю для подбора оборудования;
- сокращение времени на обслуживание оборудования, установленное в одном месте.

ЦТП «-»:

- сложность согласования участка земли под строительство в границах устоявшегося квартала (повлечет за собой внесение изменения в проект планировки и межевания для отвода земли под строительство);
- необходимость капитальных вложений в строительство и последующее обслуживание квартальных трубопроводов отопления для подвода теплоносителя к ЦТП и распределительных трубопроводов ГВС (подающего и циркуляционного);
- строительство трубопроводов ГВС будет сопровождаться неудобствами для населения т.к. потребуются перекапывать кварталы для прокладки;
- необходимость строительства дополнительного трубопровода ХВС к зданию ЦТП в 2 нитки от магистральных трубопроводов (для обеспечения надежности);
- наличие тепловых потерь и утечек в сетях ГВС;

–затраты на поддержание зданий и оборудования ЦТП в исправном состоянии.

Четырехтрубная система «+»:

–отсутствие необходимости индивидуального подхода к каждому потребителю для подбора оборудования;

–сокращение времени на обслуживание оборудования, установленное в одном месте.

Четырехтрубная система «-»:

–необходимость капитальных вложений в строительство и последующее обслуживание магистральных и квартальных трубопроводов ГВС;

–сложность согласования участка земли под строительство в границах устоявшегося квартала (повлечет за собой внесение изменения в проект планировки и межевания для отвода земли под строительство трубопроводов);

–строительство трубопроводов ГВС будет сопровождаться неудобствами для населения т.к. потребуются перекапывать кварталы для прокладки;

–наличие тепловых потерь и утечек в сетях ГВС;

–необходимость капитальных вложений в организацию контура ГВС на источниках теплоснабжения;

–затраты на поддержание оборудования контура ГВС на источниках теплоснабжения в исправном состоянии.

Стоит отметить, что при выборе варианта перехода на закрытую схему ГВС путем строительства новых ЦТП достаточно существенными сложностями будут согласования участка земли под строительство в границах устоявшегося квартала и перевод выбранного участка в другую категорию – определения правового статуса земельного участка и его разрешённого использования.

Помимо этого, строительство ЦТП повлечет за собой прокладку трубопроводов ГВС и, как следствие, значительные внутриквартальные земляные работы, что, помимо увеличения затрат на переход на закрытую схему ГВС, приведет к существенным неудобствам для населения (аналогично для четырехтрубной системы).

Новые сети ГВС от новых ЦТП, а также новые сети ГВС от источников теплоснабжения будут прокладываться в одной траншее с существующими тепловыми сетями (четырёхтрубная сеть). Из-за существенной неравномерности срока эксплуатации четырёхтрубной сети (старые тепловые сети и новые сети ГВС) увеличивается вероятность вскрытия траншей с трубопроводами, что неудобно с точки зрения дальнейшей эксплуатации.

Ухудшению качества горячей воды для четырёхтрубной закрытой системы горячего водоснабжения непосредственно способствуют большая протяженность участков тепловой сети, наличие застойных зон и тупиковых точек, неравномерный водоразбор, возможное отключение горячей воды в ночные часы, проведение ремонтных работ и пр.

Также при строительстве новых ЦТП, организации контура ГВС на котельных, затраты на эксплуатацию здания и оборудования ложатся на ресурсоснабжающую организацию, а при организации ИТП – на собственника здания.

Схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения выбирается согласно СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»: если отношение максимального расхода теплоты на ГВС зданий к максимальному расходу теплоты на отопление зданий менее 0,2 или более 1,0 – одноступенчатая (параллельная) схема, если отношение более 0,2 и менее 1 – двухступенчатая (смешанная) схема.

9.2. Обоснование и пересмотр графика температур теплоносителя и его расхода в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения)

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»:

Регулирование отпуска теплоты предусматривается: центральное – на источнике теплоты, групповое – в ЦТП, индивидуальное в ИТП и АУУ.

Основным критерием регулирования является поддержание температурного и гидравлического режима у потребителя тепла.

На источнике тепла следует предусматривать следующие способы регулирования:

- количественное – изменение в зависимости от температуры наружного воздуха, расхода теплоносителя в тепловых сетях на выходных задвижках источника

теплоты;

- качественное – изменение в зависимости от температуры наружного воздуха, температуры теплоносителя на источнике теплоты;
- центральное качественно-количественное по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения - путем регулирования на источнике теплоты, как температуры, так и расхода сетевой воды.

При регулировании отпуска теплоты для подогрева воды в системах горячего водоснабжения потребителей температура воды в подающем трубопроводе должна обеспечивать, для открытых и закрытых систем теплоснабжения, температуру горячей воды у потребителя в диапазоне, установленном СанПиН 2.1.4.1074.

При центральном качественном и качественно-количественном регулировании по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения точка излома графика температур воды в подающем и обратном трубопроводах должна приниматься при температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома графика регулирования по нагрузке отопления.

Для отдельных водяных тепловых сетей от одного источника теплоты к предприятиям и жилым районам допускается предусматривать разные графики температур теплоносителя.

При теплоснабжении от центральных тепловых пунктов зданий общественного и производственного назначения, для которых возможно снижение температуры воздуха в ночное и нерабочее время, следует предусматривать автоматическое регулирование температуры или расхода теплоносителя.

9.3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения

На момент актуализации настоящей схемы теплоснабжения, централизованная система горячего водоснабжения функционирует только от котельной №2, присоединение потребителей выполнено по четырехтрубной схеме. Таким образом, перевод потребителей на закрытую схему ГВС не требуется.

В 2024 году планируется установка АИТП в МКД 376 пос. Новый свет.

9.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения

Расчет стоимости реализации мероприятий по переводу открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения выполнен на основании НЦС 81-02-19-2024 «Здания и сооружения городской инфраструктуры».

Показатели НЦС разработаны на основе ресурсно-технологических моделей, в основу которых положены схемы прокладки тепловых сетей, разработанные в соответствии с действующими на момент разработки НЦС строительными и противопожарными нормами, санитарно-эпидемиологическими правилами и иными обязательными требованиями, установленными законодательством Российской Федерации.

В показателях НЦС учтена номенклатура затрат, которые предусматриваются действующими нормативными документами в сфере ценообразования для выполнения основных, вспомогательных и сопутствующих этапов работ для прокладки наружных тепловых сетей при строительстве в нормальных (стандартных) условиях, не осложненных внешними факторами.

Показатели НЦС учитывают стоимость строительных материалов, затраты на оплату труда рабочих и эксплуатацию строительных машин (механизмов), накладные расходы и сметную прибыль, а также затраты на строительство временных титульных зданий и сооружений, дополнительные затраты на производство работ в зимнее время, затраты на проектно-изыскательские работы и экспертизу проекта, строительный контроль, резерв средств на непредвиденные работы и затраты.

Показатели НЦС рассчитаны в уровне цен по состоянию на 01.01.2023 г. для базового района (Московская область). Для приведения уровня цен к ценам Ленинградской области применяется территориальный переводной коэффициент 0,86

На момент актуализации схемы теплоснабжения, потребители системы централизованного теплоснабжения от источника Котельная №2 подключены по четырехтрубной схеме, таким образом, мероприятия по установке индивидуальных тепловых пунктов не рассчитываются.

9.5. Оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения

Качество горячего водоснабжения регламентируется разделом II Приложения 1 к Правилам предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденным Постановлением Правительства РФ от 6.05.2011 г. № 354 (ред. от 27.03.2018 г., с изм. от 10.07.2018 г.) «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» (вместе с «Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»)

Пунктом 5, раздела II, Приложения № 1 к Правилам предусмотрено обеспечение соответствия температуры горячей воды в точке водоразбора требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании (СанПиН 2.1.4.2496-09): при эксплуатации СЦГВ температура воды в местах водоразбора не должна быть ниже + 60°C, статическом давлении не менее 0,05 МПа при заполненных трубопроводах и водонагревателях водопроводной водой.

Допустимое отклонение температуры горячей воды в точке разбора: в ночное время (с 00.00 до 5.00 часов) не более чем на 5°C; в дневное время (с 5.00 до 00.00 часов) не более чем на 3°C.

Пунктом 6, раздела II, Приложения № 1 к Правилам предусмотрено обеспечение соответствия состава и свойств горячей воды требованиям в точке водоразбора требованиям законодательства Российской Федерации о техническом регулировании (СанПиН 2.1.4.2496-09): отклонение состава и свойств горячей воды от требований законодательства Российской Федерации о техническом регулировании не допускается.

Пунктом 7, раздела II, Приложения № 1 к Правилам предусмотрено обеспечение соответствия давления в системе горячего водоснабжения в точке разбора – от 0,03 МПа (0,3 кгс/кв. см) до 0,45 МПа (4,5 кгс/кв.): отклонение давления в системе горячего водоснабжения не допускается.

В соответствии с требованиями приказа Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 4.04.2014 №162/пр

«Об утверждении перечня показателей надежности, качества, энергетической эффективности объектов централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, порядка и правил определения плановых значений и фактических значений таких показателей» показателями качества горячей воды являются:

а) доля проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям по температуре, в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды;

б) доля проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям (за исключением температуры), в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества горячей воды.

На момент актуализации Схемы теплоснабжения протоколы исследования горячей воды не предоставлены, долю проб горячей воды в тепловой сети или в сети горячего водоснабжения, не соответствующих установленным требованиям, определить невозможно.

Показателями энергетической эффективности являются:

а) Уровень потерь воды (тепловой энергии в составе горячей воды).

Целевой показатель потерь воды определяется исходя из данных регулируемой организации об отпуске тепловой энергии и устанавливается в процентном соотношении к фактическим показателям деятельности регулируемой организации на начало периода регулирования.

Фактические потери тепловой энергии за базовый год составили:

- Котельная №2 пос. Новый Свет – 5909,3 Гкал или 17,67%
- Котельная №3 пос. Торфяное – 973,3 Гкал или 21,89%
- Котельная №29 пос. Пригородный – 234,9 Гкал или 19,16%
- Котельная №49 пос. Пригородный – 106,6 Гкал или 31,6%
- Котельная №54 пос. Пригородный – 65,8 Гкал или 35,83%

На перспективу до 2035 года фактические потери тепловой энергии сохранятся на прежнем уровне.

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

Предложения по источникам инвестиций рассмотрены в разделе 12.2 Главы 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение».

ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

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

В качестве основного топлива на котельных №2, №3 и №29 используется природный газ, на котельных №49 и №54 – дизельное топливо.

Результаты расчетов перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного топлива для зимнего, летнего и переходного периодов для котельных на территории Новосветского сельского поселения представлены в таблицах 10.1 – 10.5.

Таблица 10.1. Топливный баланс котельной №2 Новый Свет

Наименование показателя	Ед. измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Выработка тепловой энергии на источнике	Гкал	32969,7	38547,3	40941,9	42139,2	43336,5	44533,7	45731,0	46928,3	48125,6	48359,2	48359,2	48359,2	48359,2
Собственные нужды источника	Гкал	920,0	920,0	920,0	920,0	920,0	920,0	920,0	920,0	920,0	920,0	920,0	920,0	920,0
Отпуск источника в сеть	Гкал	32049,7	37627,3	40021,9	41219,2	42416,5	43613,8	44811,0	46008,3	47205,6	47439,2	47439,2	47439,2	47439,2
Потери в тепловых сетях	Гкал	5400,8	5400,8	5400,8	5400,8	5400,8	5400,8	5400,8	5400,8	5400,8	5400,8	5400,8	5400,8	5400,8
Полезный отпуск потребителям	Гкал	26648,9	32226,5	34621,1	35818,4	37015,7	38213,0	39410,2	40607,5	41804,8	42038,4	42038,4	42038,4	42038,4
Затрачено условного топлива	т.у.т.	4549,3	4632,5	7311,0	7524,9	7738,7	7952,5	8166,3	8380,1	8593,9	8635,6	8635,6	8635,6	8635,6
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	138,0*	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	141,9*	123,1	182,7	182,6	182,4	182,3	182,2	182,1	182,1	182,0	182,0	182,0	182,0
УРУТ на полезный отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	170,7*	143,7	211,2	210,1	209,1	208,1	207,2	206,4	205,6	205,4	205,4	205,4	205,4
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	8,84	10,54	11,27	11,63	12,00	12,36	12,73	13,09	13,46	13,53	13,53	13,53	13,53
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	7,95	9,38	10,00	10,31	10,61	10,92	11,23	11,54	11,84	11,90	11,90	11,90	11,90
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,89	1,16	1,27	1,33	1,39	1,44	1,50	1,56	1,61	1,63	1,63	1,63	1,63
Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой энергии	м3/ч	1596,8	2490,0	2671,9	2762,8	2853,8	2944,7	3035,6	3126,5	3217,5	3235,2	3235,2	3235,2	3235,2
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./ч	1392,9	2172,1	2330,7	2410,0	2489,3	2568,6	2647,9	2727,3	2806,6	2822,1	2822,1	2822,1	2822,1
Максимальный часовой расход топлива в летний период	кг у.т./ч	295,9	496,6	545,4	569,8	569,8	569,8	569,8	569,8	569,8	569,8	569,8	569,8	569,8
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./ч	809,3	1280,7	1380,9	1431,0	1481,1	1531,2	1581,3	1631,4	1681,5	1691,3	1691,3	1691,3	1691,3
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м3/ч	258,1	433,2	469,3	497,0	497,0	497,0	497,0	497,0	497,0	497,0	497,0	497,0	497,0
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м3/ч	705,9	1117,2	1188,3	1231,4	1274,5	1317,6	1360,7	1403,8	1446,9	1455,3	1455,3	1455,3	1455,3

*по фактическим предоставленным данным

Таблица 10.2. Топливный баланс котельной №3 Торфяное

Наименование показателя	Ед. измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Выработка тепловой энергии на источнике	Гкал	4179,6	4207,5	4235,5	4249,4	4263,4	4277,4	4291,3	4305,3	4319,2	5087,2	5087,2	5087,2	5087,2
Собственные нужды источника	Гкал	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3	122,3
Отпуск источника в сеть	Гкал	4057,3	4085,2	4113,1	4127,1	4141,1	4155,0	4169,0	4183,0	4196,9	4964,9	4964,9	4964,9	4964,9
Потери в тепловых сетях	Гкал	663,2	667,7	672,3	674,6	676,8	679,1	681,4	683,7	686,0	811,5	811,5	811,5	811,5
Полезный отпуск потребителям	Гкал	3394,1	3417,5	3440,9	3452,5	3464,2	3475,9	3487,6	3499,3	3510,9	4153,4	4153,4	4153,4	4153,4
Затрачено условного топлива	т.у.т.	679,0	683,7	688,3	690,7	693,0	695,4	697,7	700,0	702,4	830,9	830,9	830,9	830,9
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	162,5	162,5	162,5	162,5	162,6	162,6	162,6	162,6	162,6	163,3	163,3	163,3	163,3
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4
УРУТ на полезный отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	200,1	200,1	200,1	200,1	200,1	200,1	200,1	200,1	200,1	200,1	200,1	200,1	200,1
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	1,35	1,36	1,36	1,37	1,37	1,37	1,38	1,38	1,38	1,58	1,58	1,58	1,58
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	1,35	1,36	1,36	1,36	1,37	1,37	1,37	1,38	1,38	1,54	1,54	1,54	1,54
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,04	0,04	0,04	0,04
Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой энергии	м3/ч	251,2	256,2	258,1	258,9	258,9	258,9	258,9	258,9	258,9	258,9	258,9	258,9	258,9
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/ч	219,2	220,6	222,1	222,8	222,8	222,8	222,8	222,8	222,8	222,8	222,8	222,8	222,8
Максимальный часовой расход топлива в летний период	кг у.т./ч	0,0	0,4	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./ч	102,6	103,5	104,4	104,8	104,8	104,8	104,8	104,8	104,8	104,8	104,8	104,8	104,8
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м3/ч	0,0	0,4	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м3/ч	89,5	90,3	89,8	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5

Таблица 10.3. Топливный баланс котельной №29 Пригородный

Наименование показателя	Ед. измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Выработка тепловой энергии на источнике	Гкал	1105,6	1105,6	1105,6	1105,6	1105,6	1105,6	1105,6	1105,6	1105,6	1105,6	1105,6	1105,6	1105,6
Собственные нужды источника	Гкал	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
Отпуск источника в сеть	Гкал	1061,6	1061,6	1061,6	1061,6	1061,6	1061,6	1061,6	1061,6	1061,6	1061,6	1061,6	1061,6	1061,6
Потери в тепловых сетях	Гкал	134,8	134,8	134,8	134,8	134,8	134,8	134,8	134,8	134,8	134,8	134,8	134,8	134,8
Полезный отпуск потребителям	Гкал	926,8	926,8	926,8	926,8	926,8	926,8	926,8	926,8	926,8	926,8	926,8	926,8	926,8
Затрачено условного топлива	т.у.т.	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1	194,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	202,2	202,2	202,2	202,2	202,2	202,2	202,2	202,2	202,2	202,2	202,2	202,2	202,2
УРУТ на полезный отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	231,6	231,6	231,6	231,6	231,6	231,6	231,6	231,6	231,6	231,6	231,6	231,6	231,6
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой энергии	м3/ч	82,0	83,0	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/ч	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5
Максимальный часовой расход топлива в летний период	кг у.т./ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./ч	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м3/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м3/ч	29,2	29,2	28,8	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2

Таблица 10.4. Топливный баланс котельной №49 Пригородный

Наименование показателя	Ед. измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Выработка тепловой энергии на источнике	Гкал	353,2	353,2	353,2	353,2	353,2	353,2	353,2	353,2	353,2	353,2	353,2	353,2	353,2
Собственные нужды источника	Гкал	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2
Отпуск источника в сеть	Гкал	339,0	339,0	339,0	339,0	339,0	339,0	339,0	339,0	339,0	339,0	339,0	339,0	339,0
Потери в тепловых сетях	Гкал	107,6	107,6	107,6	107,6	107,6	107,6	107,6	107,6	107,6	107,6	107,6	107,6	107,6
Полезный отпуск потребителям	Гкал	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4	231,4
Затрачено условного топлива	т,у.т.	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	200,6	200,6	200,6	200,6	200,6	200,6	200,6	200,6	200,6	200,6	200,6	200,6	200,6
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	209,0	209,0	209,0	209,0	209,0	209,0	209,0	209,0	209,0	209,0	209,0	209,0	209,0
УРУТ на полезный отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	306,2	306,2	306,2	306,2	306,2	306,2	306,2	306,2	306,2	306,2	306,2	306,2	306,2
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой энергии	т/ч	27,1	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/ч	18,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
Максимальный часовой расход топлива в летний период	кг у.т./ч	0,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./ч	8,6	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	т/ч	0,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	т/ч	5,9	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3

Таблица 10.5. Топливный баланс котельной №54 Пригородный

Наименование показателя	Ед. измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Выработка тепловой энергии на источнике	Гкал	203,8	203,8	203,8	203,8	203,8	203,8	203,8	203,8	203,8	203,8	203,8	203,8	203,8
Собственные нужды источника	Гкал	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
Отпуск источника в сеть	Гкал	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8	193,8
Потери в тепловых сетях	Гкал	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0
Полезный отпуск потребителям	Гкал	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9	117,9
Затрачено условного топлива	т.у.т.	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1	239,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4
УРУТ на полезный отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	413,4	413,4	413,4	413,4	413,4	413,4	413,4	413,4	413,4	413,4	413,4	413,4	413,4
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,0	0,0
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,0	0,0
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0
Максимальный часовой расход топлива на выработку тепловой энергии	т/ч	16,5	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Максимальный часовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/ч	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
Максимальный часовой расход топлива в летний период	кг у.т./ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./ч	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	т/ч	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6

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

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

10.3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

На источниках тепловой энергии на территории Новосветского сельского поселения в качестве топлива используются природный газ и дизельное топливо.

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, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Основным видом топлива, потребляемым на котельных №2, №3 и №29 является природный газ теплотворной способностью 8025 ккал/м³. Резервное топливо на котельных отсутствует.

Основным видом топлива, потребляемым на котельных №49 и №54 является дизельное топливо теплотворной способностью 10290 ккал/кг. Резервное топливо на котельных отсутствует.

10.5. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

На территории Новосветского сельского поселения преобладающим видом топлива является природный газ.

10.6. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа

В качестве возможных направлений развития топливного баланса поселения, предлагается выполнить мероприятия по перевод дизельных котельных на природный газ.

ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Надежность систем централизованного теплоснабжения определяется структурой, параметрами, степенью резервирования и качеством элементов всех ее подсистем – источников тепловой энергии, тепловых сетей, узлов потребления, систем автоматического регулирования, а также уровнем эксплуатации и строительно-монтажных работ.

В силу ряда как удаленных по времени, так и действующих сейчас причин положение в централизованном теплоснабжении характеризуется неудовлетворительным техническим уровнем и низкой экономической эффективностью систем, изношенностью оборудования, недостаточными надежностью теплоснабжения и уровнем комфорта в зданиях, большими потерями тепловой энергии.

Наиболее ненадежным звеном систем теплоснабжения являются тепловые сети, особенно при их подземной прокладке. Это, в первую очередь, обусловлено низким качеством применяемых ранее конструкций теплопроводов, тепловой изоляции, запорной арматуры, недостаточным уровнем автоматического регулирования процессов передачи, распределения и потребления тепловой энергии, а также все увеличивающимся моральным и физическим старением теплопроводов и оборудования из-за хронического недофинансирования работ по их модернизации и реконструкции. Кроме того, структура тепловых сетей в крупных системах не соответствует их масштабам.

Целью расчета является оценка способности действующих и проектируемых тепловых сетей надежно обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения каждого потребителя, а также обоснование необходимости и проверки эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии.

Расчетная электронная модель системы теплоснабжения Новосветского сельского поселения выполнена в ГИС Zulu 2021 (разработчик ООО «Политерм», СПб). С помощью данной модели выполнены расчеты надежности системы централизованного теплоснабжения, сведения по которым представлены в таблицах 11.1-11.4.

Таблица 11.1. Показатели надежности системы теплоснабжения от Котельной №2

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки	Вероятность отказа
У1	ТК14	23	0,309	0,309	0,0000114	0,0000003	0,7442184	0,000001
ТК14	Дом №72	55	0,08	0,08	0,0000114	0,0000006	0,0257864	0,0000025
У1	ТК1	156	0,2	0,2	0,0000114	0,0000018	0,2557578	0,0000071
ТК1	ТК2	65	0,065	0,065	0,0000114	0,0000007	0,0149433	0,000003
ТК2	№50	5	0,05	0,05	0,0000114	0,0000001	0,0103132	0,0000002
ТК2	Пож. депо	45	0,05	0,05	0,0000114	0,0000005	0,0046301	0,0000021
ТК1	ТК3	92	0,2	0,2	0,0000114	0,000001	0,2408145	0,0000042
ТК3	ТК4	47	0,2	0,2	0,0000114	0,0000005	0,2408145	0,0000021
ТК4	ТК6	123	0,2	0,2	0,0000114	0,0000014	0,2408145	0,0000056
ТК6	ТК7	24	0,15	0,15	0,0000114	0,0000003	0,2212197	0,0000011
ТК6	Дом №57б	212	0,065	0,065	0,0000114	0,0000024	0,0195948	0,0000097
ТК7	У8	10	0,15	0,15	0,0000114	0,0000001	0,2212197	0,0000005
У8	ТК9	104	0,15	0,15	0,0000114	0,0000012	0,0618798	0,0000047
У8	ТК8	8	0,15	0,15	0,0000114	0,0000001	0,1593399	0,0000004
ТК8	Дом №27а	15	0,1	0,1	0,0000114	0,0000002	0,0273016	0,0000007
ТК10	Дом №41	42	0,1	0,1	0,0000114	0,0000005	0,0259919	0,0000019
ТК10	У42	109	0,1	0,1	0,0000114	0,0000012	0,0358879	0,000005
ТК8	ТК12	95	0,15	0,15	0,0000114	0,0000011	0,1320383	0,0000043
ТК12	У43	26	0,08	0,08	0,0000114	0,0000003	0,0389891	0,0000012
ТК12	ТК13	130	0,15	0,15	0,0000114	0,0000015	0,0930492	0,0000059
ТК13	Дом №34	62	0,1	0,1	0,0000114	0,0000007	0,0499457	0,0000028
ТК13	№34а	91	0,05	0,05	0,0000114	0,000001	0,0016398	0,0000041
ТК13	Дом №8 (Пригородная шк.)	52	0,1	0,1	0,0000114	0,0000006	0,0414637	0,0000024
ТК14	ТК15	50	0,309	0,309	0,0000114	0,0000006	0,718432	0,0000023
ТК15	Дом №43	112	0,1	0,1	0,0000114	0,0000013	0,054244	0,0000051

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки	Вероятность отказа
TK15	TK16	50	0,2	0,2	0,0000114	0,0000006	0,1094724	0,0000023
TK16	Дом №2	45	0,05	0,05	0,0000114	0,0000005	0,0217949	0,0000021
TK16	У44	142	0,15	0,15	0,0000114	0,0000016	0,0876775	0,0000065
У44	TK17	131	0,15	0,15	0,0000114	0,0000015	0,0657471	0,000006
TK17	TK19	98	0,15	0,15	0,0000114	0,0000011	0,0577246	0,0000045
TK19	У19	25	0,08	0,08	0,0000114	0,0000003	0,0220122	0,0000011
У19	Дом №11	55	0,08	0,08	0,0000114	0,0000006	0,0220122	0,0000025
TK19	Дом №12	70	0,1	0,1	0,0000114	0,0000008	0,0357124	0,0000032
TK17	TK18	38	0,1	0,1	0,0000114	0,0000004	0,0080225	0,0000017
TK18	№4а	64	0,05	0,05	0,0000114	0,0000007	0,0080225	0,0000029
TK15	У21	125	0,309	0,309	0,0000114	0,0000014	0,5547156	0,0000057
У21	У41	63	0,15	0,15	0,0000114	0,0000007	0,1280319	0,0000029
У41	У45	130	0,125	0,125	0,0000114	0,0000015	0,1059426	0,0000059
У21	TK22	48	0,2	0,2	0,0000114	0,0000005	0,4266837	0,0000022
TK22	№56	32	0,05	0,05	0,0000114	0,0000004	0,004591	0,0000015
TK22	TK23	26	0,2	0,2	0,0000114	0,0000003	0,4220927	0,0000012
TK23	TK24	25	0,15	0,15	0,0000114	0,0000003	0,1744907	0,0000011
TK23	У38	54	0,2	0,2	0,0000114	0,0000006	0,2476019	0,0000025
У38	TK38	100	0,15	0,15	0,0000114	0,0000011	0,2112456	0,0000046
TK38	У4	86	0,15	0,15	0,0000114	0,000001	0,2006783	0,0000039
У4	д/сад №61(дом№36а)	35	0,065	0,065	0,0000114	0,0000004	0,0171189	0,0000016
TK29	ДК	32	0,1	0,1	0,0000114	0,0000004	0,0434741	0,0000015
TK24	TK26	90	0,15	0,15	0,0000114	0,000001	0,1736171	0,0000041
TK26	Дом №45	6	0,08	0,08	0,0000114	0,0000001	0,0262786	0,0000003
TK26	У46	60	0,15	0,15	0,0000114	0,0000007	0,1473385	0,0000027
У46	У35	17	0,125	0,125	0,0000114	0,0000002	0,1054171	0,0000008
У35	У39	46	0,1	0,1	0,0000114	0,0000005	0,0791076	0,0000021

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки	Вероятность отказа
У35	Дом №28	78	0,1	0,1	0,0000114	0,0000009	0,0263094	0,0000036
У39	Дом №36	117	0,1	0,1	0,0000114	0,0000013	0,0398742	0,0000053
У37	ТК29	168	0,1	0,1	0,0000114	0,0000019	0,0434741	0,0000077
У37	У5	56	0,1	0,1	0,0000114	0,0000006	0,1047902	0,0000026
У43	д/сад №14(дом №26)	40	0,05	0,05	0,0000114	0,0000005	0,015145	0,0000018
У32	У33	48	0,1	0,1	0,0000114	0,0000005	0,0574091	0,0000022
У33	Дом №29а	72	0,08	0,08	0,0000114	0,0000008	0,0273421	0,0000033
У32	Дом №32	35	0,08	0,08	0,0000114	0,0000004	0,0300811	0,0000016
У33	Дом №33	30	0,08	0,08	0,0000114	0,0000003	0,030067	0,0000014
У5	У32	84	0,1	0,1	0,0000114	0,0000001	0,0874902	0,0000038
У5	Дом №37б	75	0,065	0,065	0,0000114	0,0000009	0,0173	0,0000034
У42	ТК11	92	0,05	0,05	0,0000114	0,0000001	0,005213	0,0000042
ТК11	Гатчинская ЦРКБ	64	0,05	0,05	0,0000114	0,0000007	0,005213	0,0000029
У46	№46а	90	0,05	0,05	0,0000114	0,0000001	0,0009261	0,0000041
ТК9	ТК10	162	0,15	0,15	0,0000114	0,0000018	0,0618798	0,0000074
ТК38	№6	37	0,05	0,05	0,0000114	0,0000004	0,0105673	0,0000017
ТК24	АТС	6	0,05	0,05	0,0000114	0,0000001	0,0008736	0,0000003
Бойлерная	У1	40	0,309	0,309	0,0000114	0,0000005	0,9999762	0,0000018
У38	Дом №38	1	0,2	0,2	0,0000114	0	0,0363564	0
У39	Дом №35	1	0,1	0,1	0,0000114	0	0,0392335	0
У4	У37	74	0,15	0,15	0,0000114	0,0000008	0,1482643	0,0000034
У4	Дом №37	1	0,15	0,15	0,0000114	0	0,035295	0
У46	Дом №46	1	0,15	0,15	0,0000114	0	0,0409953	0
У41	Дом №1	1	0,15	0,15	0,0000114	0	0,0220893	0
У45	Дом №5	67,01	0,125	0,125	0,0000114	0,0000008	0,0556167	0,0000031
У45	Дом №4	1	0,125	0,125	0,0000114	0	0,0503259	0
У44	Дом №3	1	0,15	0,15	0,0000114	0	0,0219304	0

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки	Вероятность отказа
У43	Дом №27	1	0,08	0,08	0,0000114	0	0,023844	0
У42	Дом №42	1	0,1	0,1	0,0000114	0	0,030675	0

Таблица 11.2. Показатели надежности системы теплоснабжения от Котельной №3

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки	Вероятность отказа
ТК3	Дом №41	58	0,065	0,065	0,0000114	0,0000007	0,1720068	0,0000026
ТК13	Дом №25	182	0,065	0,065	0,0000114	0,0000021	0	0,0000083
ТУ12	ТК13	21	0,065	0,065	0,0000114	0,0000002	0,0200225	0,000001
ТК13	Дом №32 ч.ж.	16	0,05	0,05	0,0000114	0,0000002	0,0200225	0,0000007
ТУ12	y12	7	0,05	0,05	0,0000114	0,0000001	0,0313915	0,0000003
y11	ТУ12	10	0,1	0,1	0,0000114	0,0000001	0,051414	0,0000005
ТУ11	y11	110	0,1	0,1	0,0000114	0,0000013	0,051414	0,000005
y12	Дом №22 ч.ж.	28	0,025	0,025	0,0000114	0,0000003	0,0049445	0,0000013
y12	Дом №20 ч.ж.	5	0,05	0,05	0,0000114	0,0000001	0,026447	0,0000002
ТК10	д/сад	21	0,065	0,065	0,0000114	0,0000002	0,0681747	0,000001
ТК10	Дом №44	7	0,1	0,1	0,0000114	0,0000001	0,2661474	0,0000003
ТК10	43	69	0,065	0,065	0,0000114	0,0000008	0,1727918	0,0000031
ТК9	ТК10	90	0,125	0,125	0,0000114	0,000001	0,5071139	0,0000041
Котельная №3	y1	30	0,2	0,2	0,0000114	0,0000003	0,9922968	0,0000014
y1	ТК1	16	0,15	0,15	0,0000114	0,0000002	0,9408828	0,0000007
y1	ТУ11	20	0,1	0,1	0,0000114	0,0000002	0,051414	0,0000009
ТК1	ТК2	150	0,15	0,15	0,0000114	0,0000017	0,9408828	0,0000068
ТУ8	ТК9	83	0,15	0,15	0,0000114	0,0000009	0,5192748	0,0000038
ТК2	ТК3	29	0,1	0,1	0,0000114	0,0000003	0,3477788	0,0000013
ТК2	ИП Кондрашев	43	0,065	0,065	0,0000114	0,0000005	0,0037638	0,000002
ТК2	ТУ4	30	0,15	0,15	0,0000114	0,0000003	0,5893402	0,0000014
ТУ4	Баня	26	0,065	0,065	0,0000114	0,0000003	0,022613	0,0000012
ТУ4	ТУ5	76	0,15	0,15	0,0000114	0,0000009	0,5667273	0,0000035
ТУ5	y15	30	0,05	0,05	0,0000114	0,0000003	0,0279812	0,0000014
y15	Дом №15	4	0,05	0,05	0,0000114	0	0,0132856	0,0000002
ТУ5	ТУ6	17	0,15	0,15	0,0000114	0,0000002	0,538746	0,0000008

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки	Вероятность отказа
ТУ6	ТУ7	18	0,15	0,15	0,0000114	0,0000002	0,538746	0,0000008
ТУ7	ИП Калян	16	0,065	0,065	0,0000114	0,0000002	0,0095035	0,0000007
ТУ7	ТУ8	28	0,15	0,15	0,0000114	0,0000003	0,5292426	0,0000013
ТУ8	ЦРКБ	80	0,065	0,065	0,0000114	0,0000009	0,0099678	0,0000036
y15	y17	20	0,05	0,05	0,0000114	0,0000002	0,0146957	0,0000009
y17	Дом №17	10	0,05	0,05	0,0000114	0,0000001	0,0146957	0,0000005
ТК3	Дом №42	16	0,065	0,065	0,0000114	0,0000002	0,175772	0,0000007
ТК9	Дом №40а	32	0,05	0,05	0,0000114	0,0000004	0,0121608	0,0000015

Таблица 11.3. Показатели надежности системы теплоснабжения от Котельной №29

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки	Вероятность отказа
У9	№6	2	0,07	0,07	0,0000114	0	0,0872896	0,0000001
У9	№5	26,5	0,07	0,07	0,0000114	0,0000003	0,0798534	0,0000012
У3-2	ТК-5	6	0,05	0,05	0,0000114	0,0000001	0,1307075	0,0000003
ТК-5	№9	1	0,05	0,05	0,0000114	0	0,1307075	0
ТК-3а	ГАИ	15	0,05	0,05	0,0000114	0,0000002	0,1553931	0,0000007
У8	У9	7	0,07	0,07	0,0000114	0,0000001	0,167143	0,0000003
У8	ИП Бознякова	23	0,025	0,025	0,0000114	0,0000003	0,0073173	0,000001
ТК-8	У8	14,5	0,07	0,07	0,0000114	0,0000002	0,1744602	0,0000007
У3-1	ТК-3	18	0,1	0,1	0,0000114	0,0000002	0,2624686	0,0000008
ТК-3а	ТК-8	40	0,07	0,07	0,0000114	0,0000005	0,1744602	0,0000018
ТК-1	ТК-3а	40	0,07	0,07	0,0000114	0,0000005	0,3298533	0,0000018
ТК-1	У3-1	32	0,125	0,125	0,0000114	0,0000004	0,4565158	0,0000015
У3-1	ТК-7	5	0,05	0,05	0,0000114	0,0000001	0,0976593	0,0000002
У3-1	ТК-2	4	0,05	0,05	0,0000114	0	0,0963879	0,0000002
ТК-7	№7	7	0,05	0,05	0,0000114	0,0000001	0,0976593	0,0000003
У1	ИП Скворцов И.А.	52	0,08	0,08	0,0000114	0,0000006	0,1237703	0,0000024
У1	Стройиндустрия	90	0,07	0,07	0,0000114	0,000001	0,0898232	0,0000041
Пригородный	У1	1	0,125	0,125	0,0000114	0	0,9999627	0
ТК-3	У3-2	33	0,07	0,07	0,0000114	0,0000004	0,2624686	0,0000015
У3-2	ТК-6	17	0,05	0,05	0,0000114	0,0000002	0,1317611	0,0000008
ТК-2	№8	1	0,05	0,05	0,0000114	0	0,0963879	0
ТК-6	№10	1	0,05	0,05	0,0000114	0	0,1317611	0
У1	ТК-1	82	0,125	0,125	0,0000114	0,0000009	0,7863692	0,0000037

Таблица 11.4. Показатели надежности системы теплоснабжения от Котельной №49

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки	Вероятность отказа
Котельная №49	ТК1	50	0,07	0,07	0,0000114	0,0000006	0,9999407	0,0000023
ТК1	ТК2	16	0,07	0,07	0,0000114	0,0000002	0,6691779	0,0000007
ТК1	Ленэнерго 3	47	0,05	0,05	0,0000114	0,0000005	0,3307627	0,0000021
ТК2	Ленэнерго 2	16	0,05	0,05	0,0000114	0,0000002	0,3395301	0,0000007
ТК2	Ленэнерго 1	65	0,05	0,05	0,0000114	0,0000007	0,3296478	0,000003

11.1. Методы и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения

Значения интенсивности отказов участков тепловых сетей, представленные в таблицах 11.1-11.4, графически изображены на рисунках 11.2-11.4.

Большие значения интенсивностей отказов участков обусловлены длительным сроком их эксплуатации – 30 лет. Мероприятия по реконструкции участков тепловых сетей рассмотрены в п. 8.7 Главы 8 настоящего проекта.

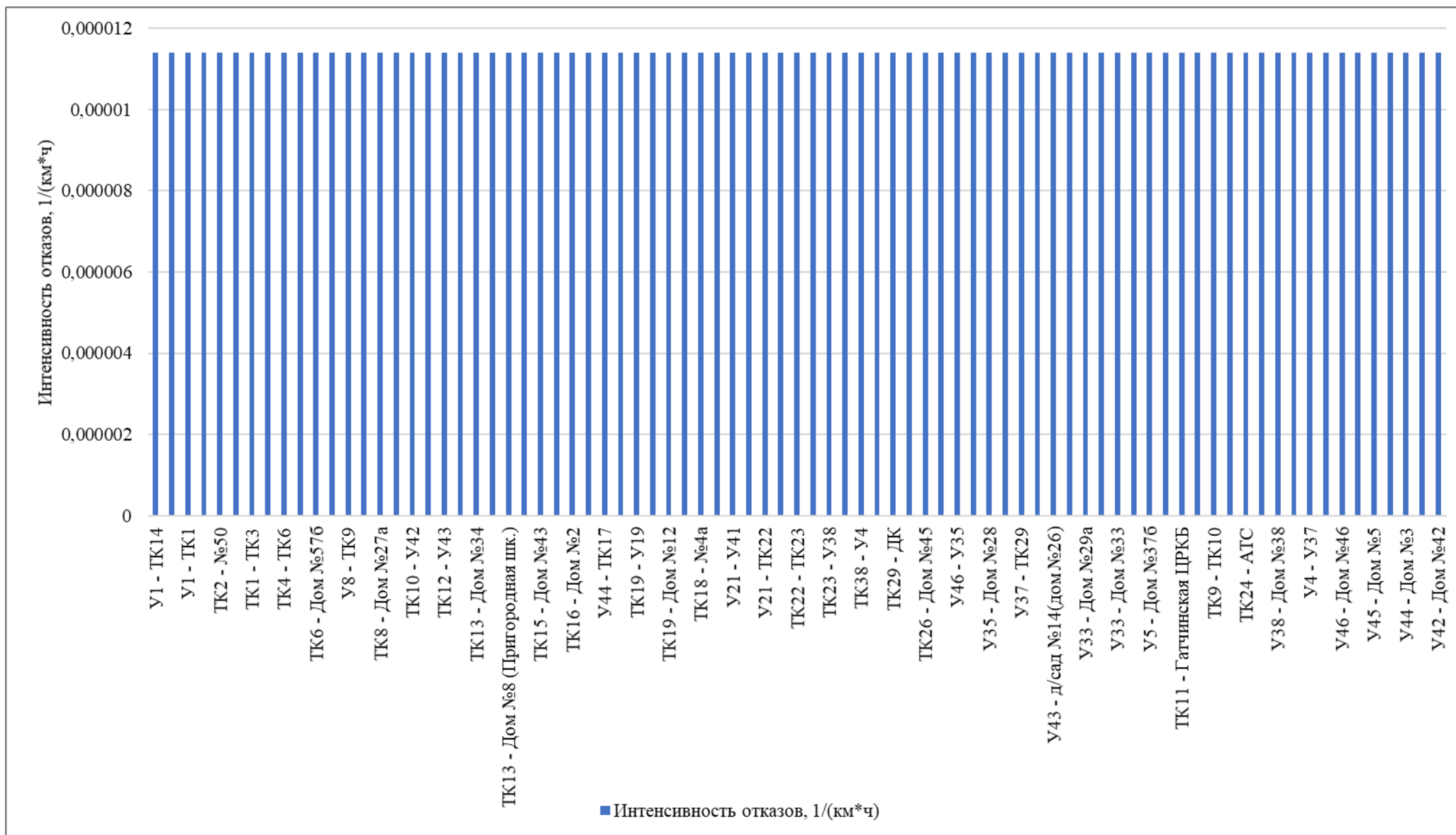


Рисунок 11.1. Интенсивность отказов участков тепловой сети от котельной №2 пос. Новый Свет

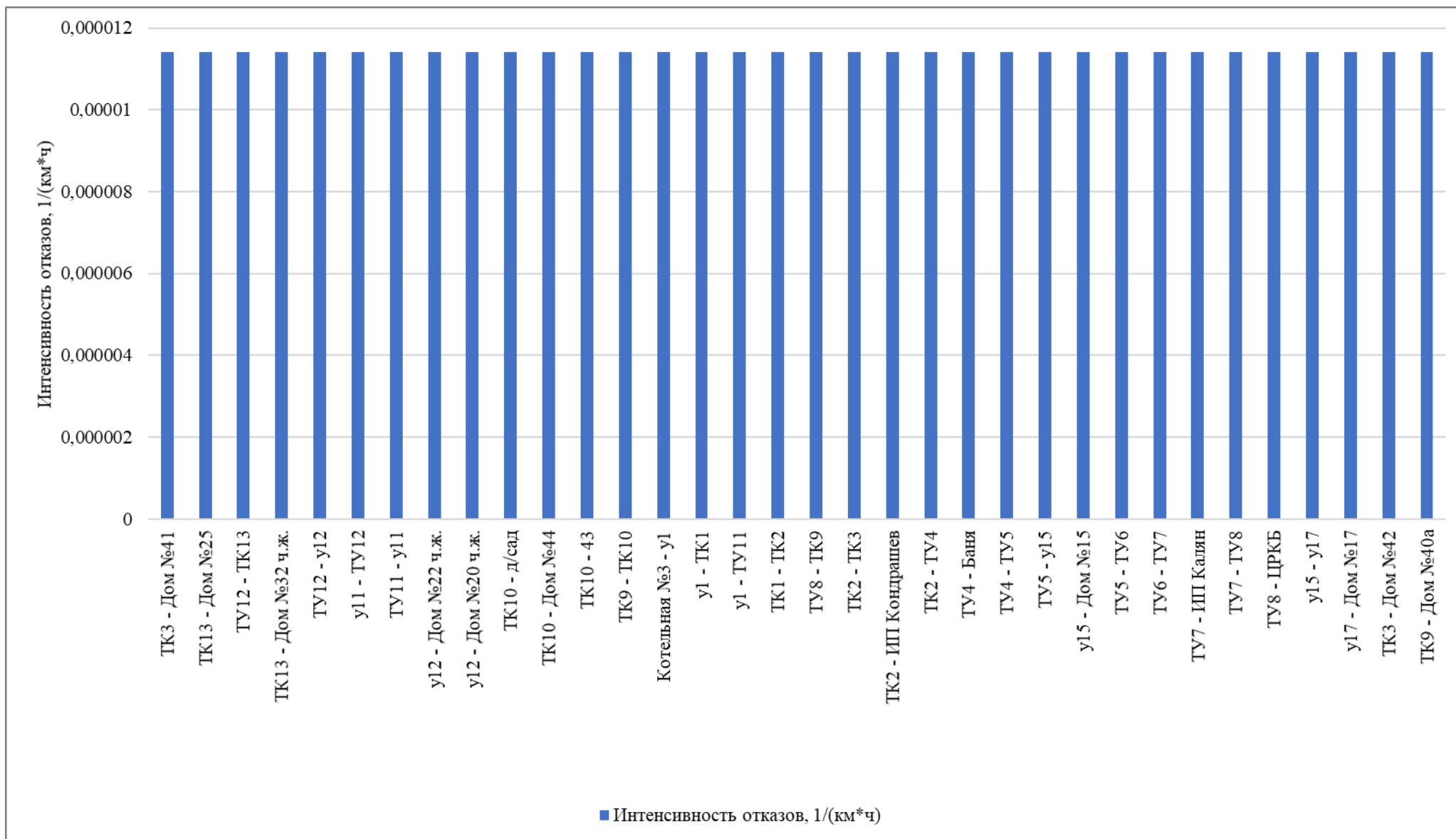


Рисунок 11.2. Интенсивность отказов участков тепловой сети от котельной №3 пос. Торфяное

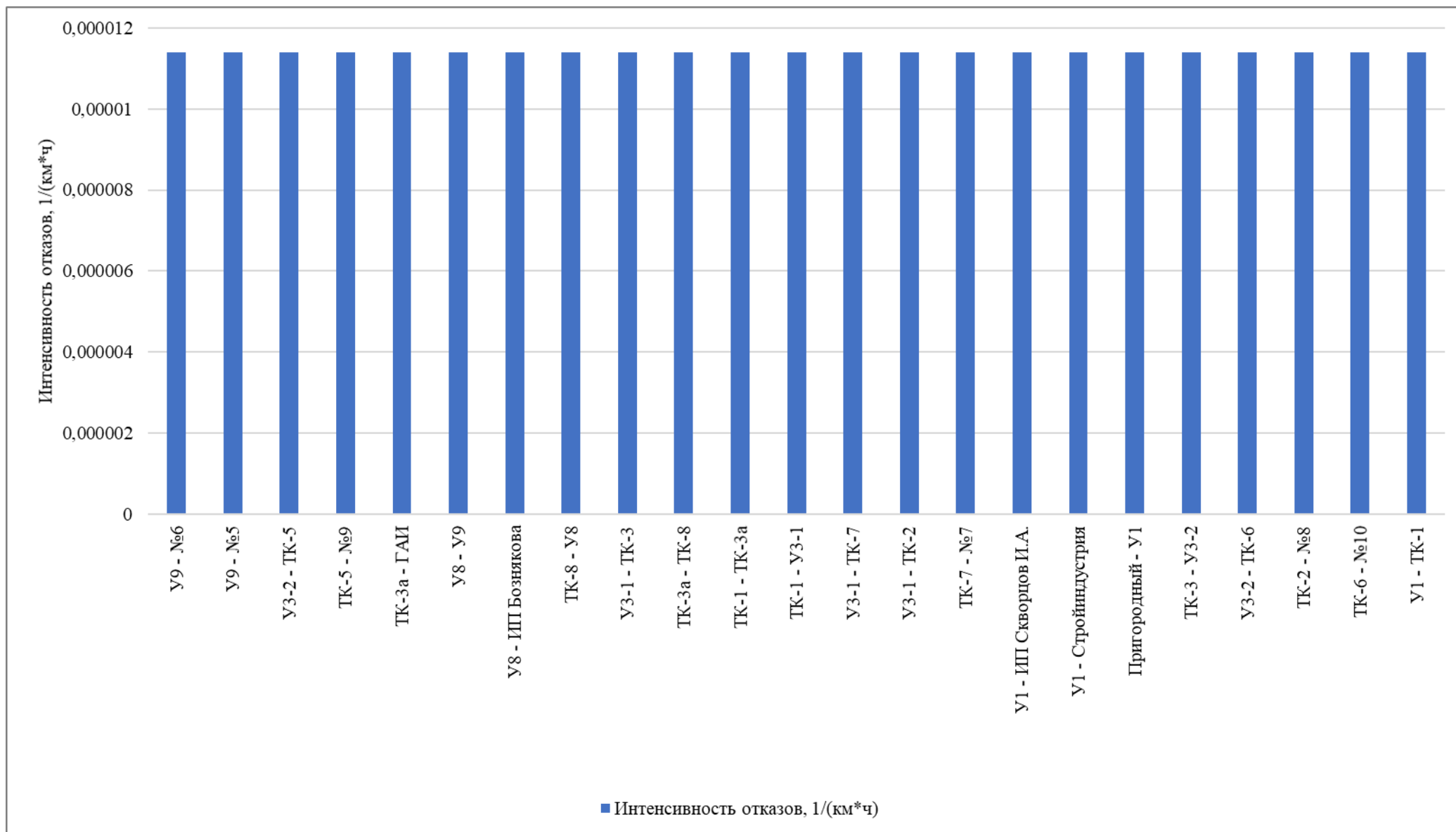


Рисунок 11.3. Интенсивность отказов участков тепловой сети от котельной №29 пос. Пригородный

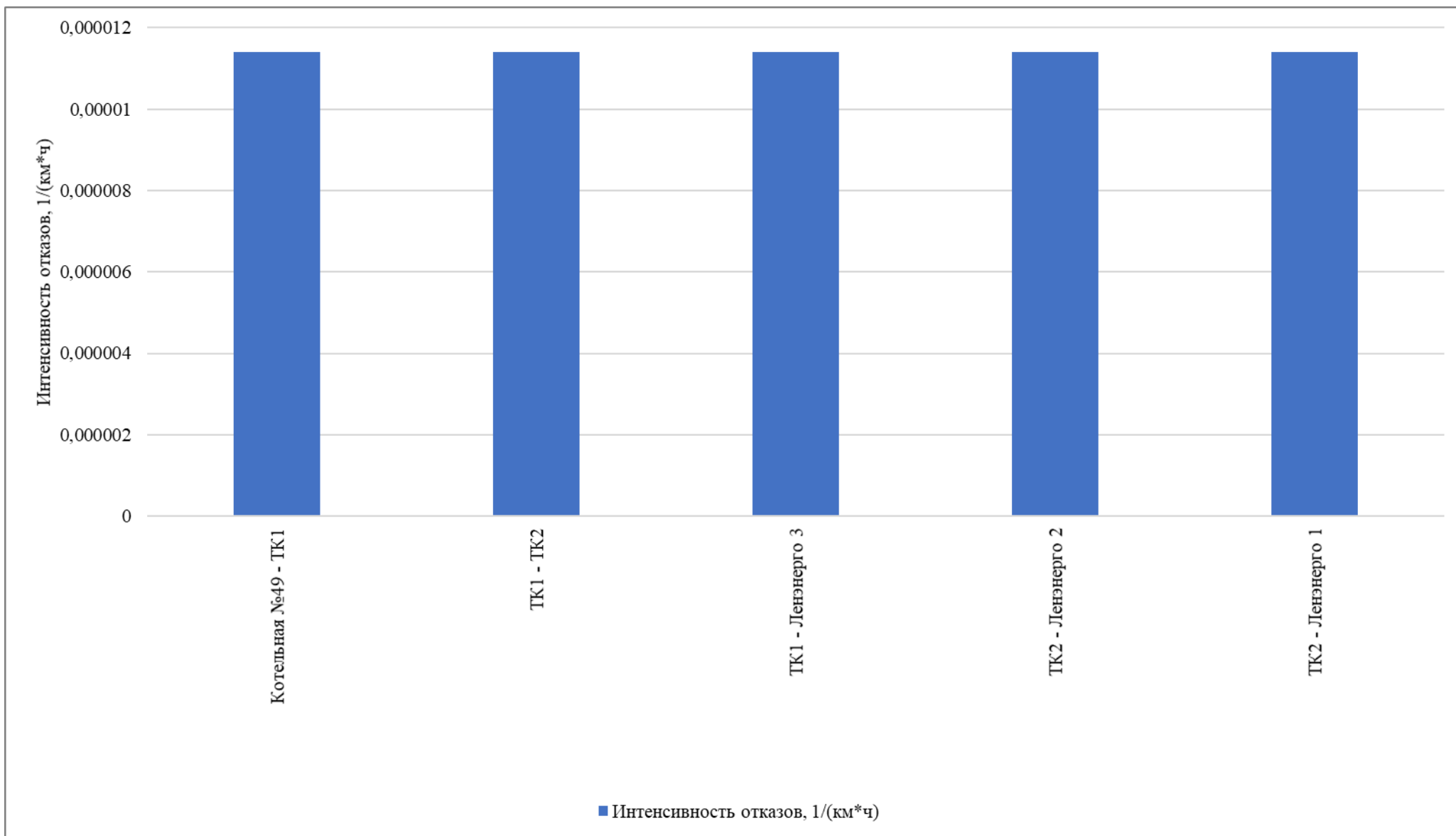


Рисунок 11.4. Интенсивность отказов участков тепловой сети от котельной №49 пос. Пригородный

11.2. Методы и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей, среднее время восстановление отказавших участков тепловой сети в каждой системе теплоснабжения

При вычислении вероятностей состояния тепловой сети, кроме срока службы и длины участка, учитывается его диаметр и время восстановления после отказа. Вероятности состояния, соответствующие отказам тепловой сети, приведены на рисунках 11.5-11.8.

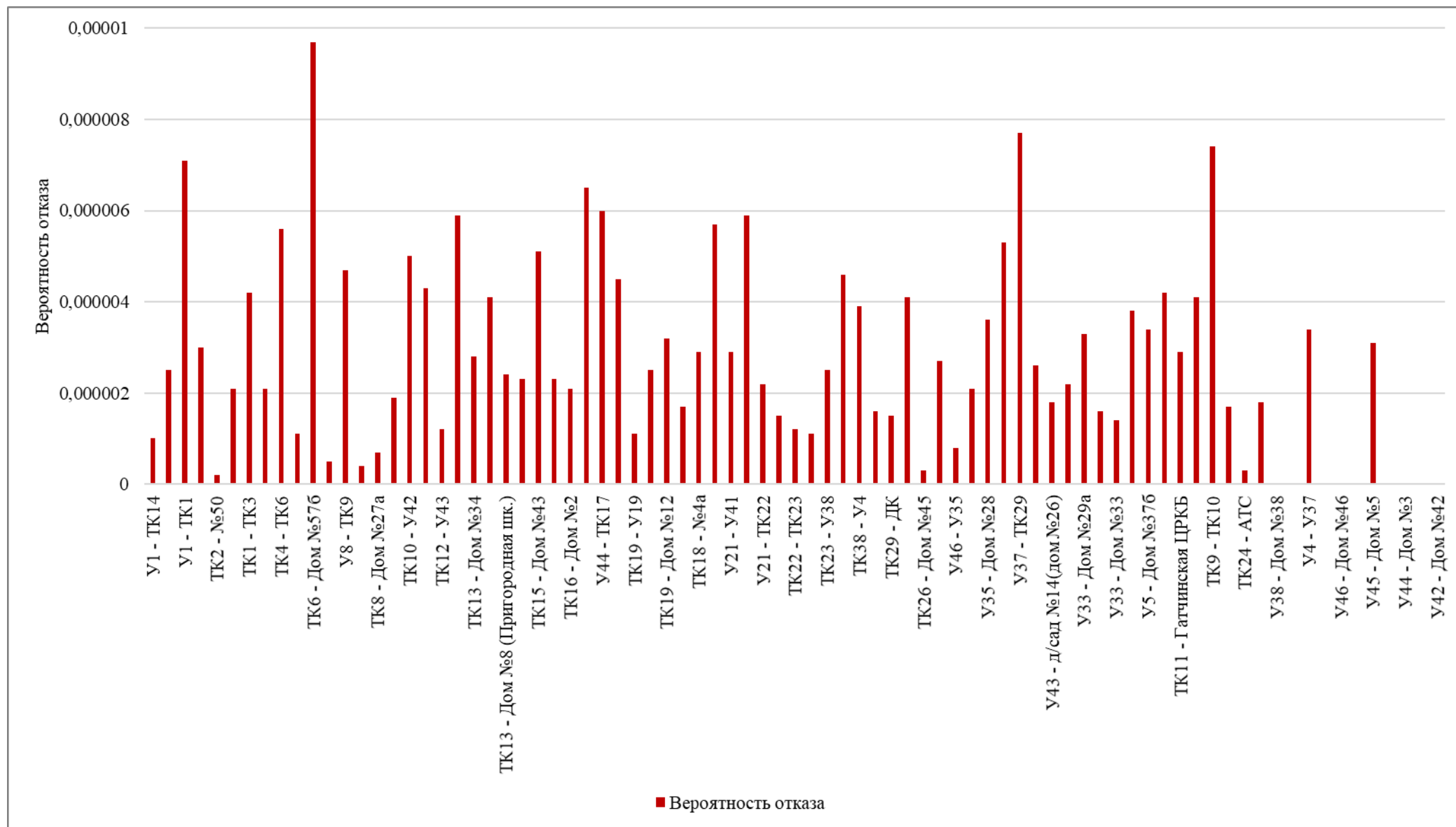


Рисунок 11.5. Вероятность состояния тепловой сети от котельной №2 пос. Новый Свет, соответствующая отказам ее элементов

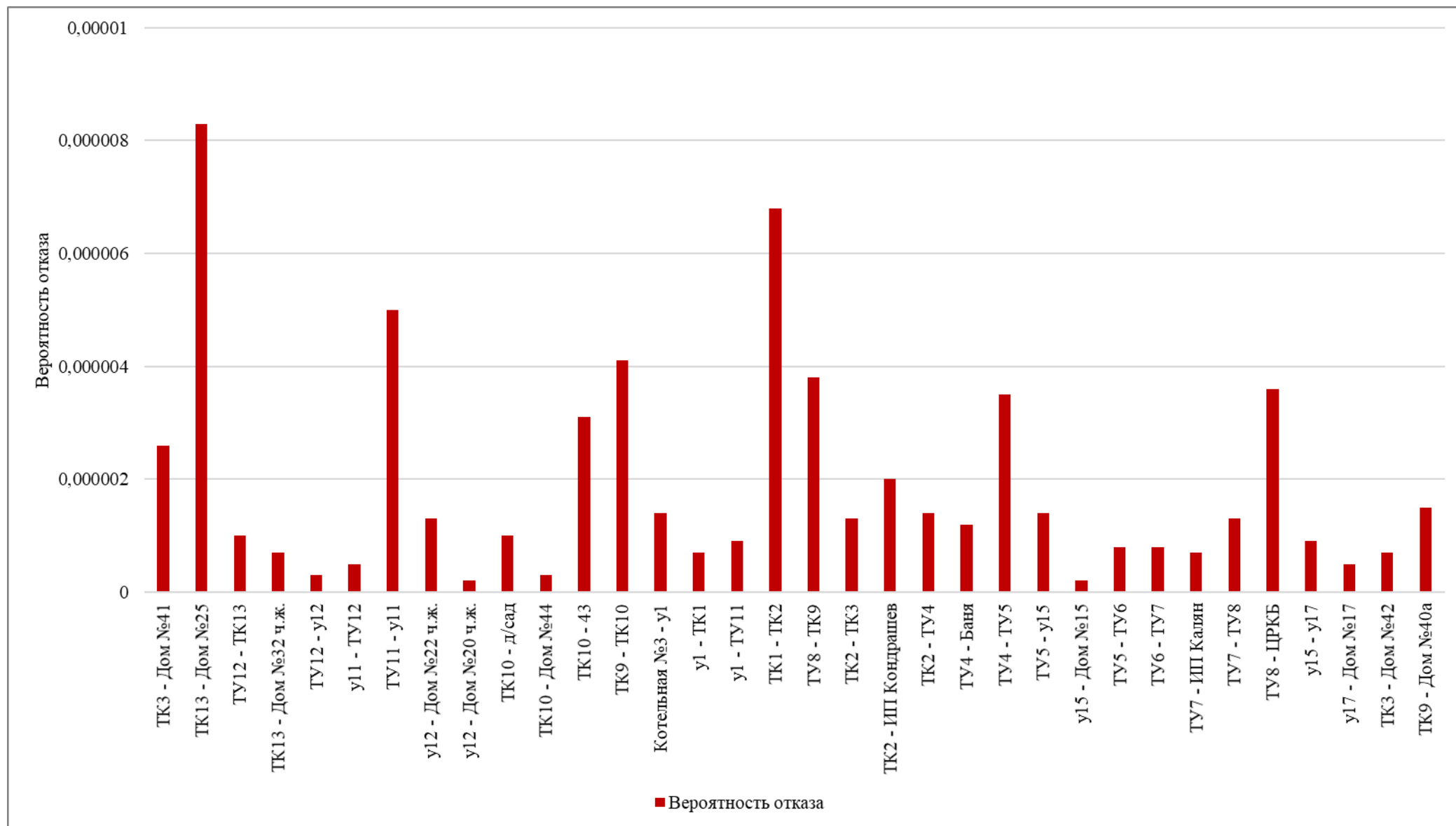


Рисунок 11.6. Вероятность состояния тепловой сети от котельной №3 пос. Торфяное, соответствующая отказам ее элементов

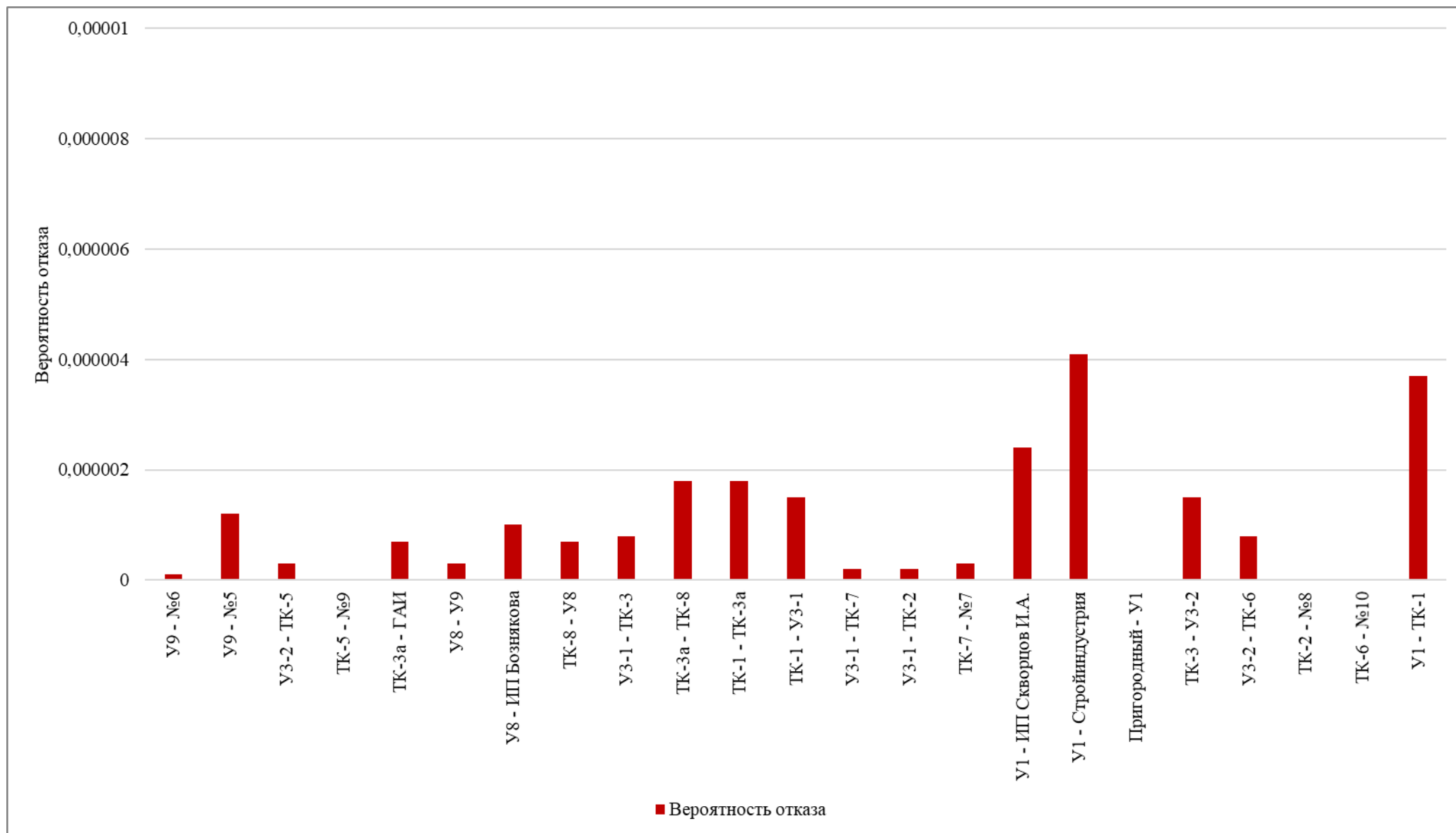


Рисунок 11.7. Вероятность состояния тепловой сети от котельной №29 пос. Пригородный, соответствующая отказам ее элементов

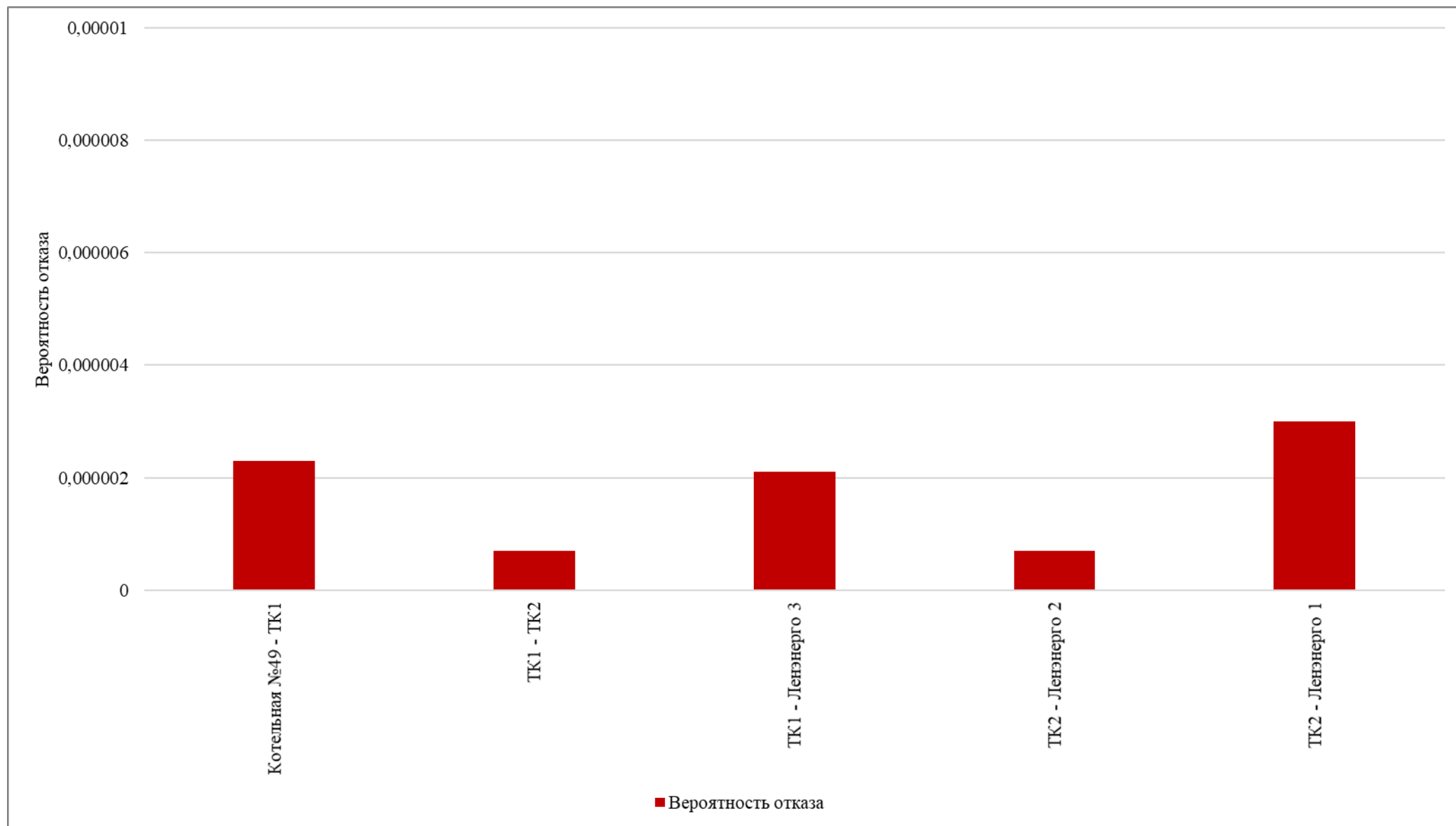


Рисунок 11.8. Вероятность состояния тепловой сети от котельной №49 пос. Пригородный, соответствующая отказам ее элементов

11.3. Результаты оценки вероятности отказа и безотказной работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей, а также среднего суммарного недоотпуска теплоты каждому потребителю за отопительный период приведены в таблицах 11.5-11.8.

Таблица 11.5. Показатели надежности теплоснабжения потребителей системы теплоснабжения от Котельной №2

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Коэффициент тепловой аккумуляции, ч	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности	Средний суммарный недоотпуск теплоты, Гкал/от.период
Дом №2	0,2053	40	0,998092	0,999777	0,1157
Дом №3	0,20683	40	0,997194	0,999777	0,1162
Дом №4	0,47419	40	0,996042	0,999777	0,267
Дом №5	0,52548	40	0,995438	0,999777	0,2943
Дом №11	0,21121	40	0,994379	0,999777	0,1147
Дом №12	0,34182	40	0,99447	0,999777	0,1866
Дом №27	0,22556	40	0,994306	0,999777	0,126
Дом №27а	0,25771	40	0,995283	0,999777	0,1446
Дом №28	0,24953	40	0,994671	0,999777	0,1387
Дом №36	0,37867	40	0,993895	0,999777	0,2099
Дом №35	0,3701	40	0,994954	0,999777	0,2079
Дом №37	0,33247	40	0,994936	0,999777	0,1873
Дом №38	0,34158	40	0,996636	0,999777	0,1934
Дом №41	0,24888548	40	0,992682	0,999777	0,1357
Дом №42	0,29468136	40	0,992062	0,999777	0,1597
Дом №43	0,51081	40	0,997936	0,999777	0,2879
Дом №45	0,24727	40	0,996032	0,999777	0,1396
Дом №46	0,38606	40	0,99553	0,999777	0,2176
д/сад №61 (дом №36а)	0,1618	40	0,994625	0,999777	0,0905
Пож. депо	0,0445	40	0,997194	0,999777	0,0241
Дом №57б	0,18799	40	0,993867	0,999777	0,1021
Дом №29а	0,26061	40	0,991898	0,999777	0,1434
Дом №34	0,47507	40	0,9928	0,999777	0,2625
Дом №8 (Пригородная шк.)	0,3944	40	0,992892	0,999777	0,218
Дом №72	0,2426	40	0,998917	0,999777	0,137
АТС	0,0083	40	0,996856	0,999777	0,0046
№50	0,0976	40	0,997561	0,999777	0,0545
№34а	0,017	40	0,992536	0,999777	0,0079
№4а	0,0779	40	0,995073	0,999777	0,0413
Дом №1	0,20756	40	0,997231	0,999777	0,1175
№56	0,0436	40	0,997085	0,999777	0,0242

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Коэффициент тепловой аккумуляции, ч	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности	Средний суммарный недоотпуск теплоты, Гкал/от.период
ДК	0,4144	40	0,992445	0,999777	0,228
д/сад №14(дом №26)	0,1439	40	0,99395	0,999777	0,0797
Дом №32	0,28536	40	0,992673	0,999777	0,1585
Дом №33	0,28568	40	0,992281	0,999777	0,1582
Дом №37б	0,16458	40	0,993074	0,999777	0,0909
Гатчинская ЦРКБ	0,0525	40	0,990652	0,999777	0,0258
№46а	0,01015	40	0,998155	0,999777	0,0041
№6	0,1	40	0,995392	0,999777	0,0558

Таблица 11.6. Показатели надежности теплоснабжения потребителей системы теплоснабжения от Котельной №3

Наименование узла	Коэффициент тепловой аккумуляции, ч	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности	Средний суммарный недоотпуск теплоты, Гкал/от.период
Дом №41	40	0,24889	0,997405	0,999936	0,0398
Дом №32 ч.ж.	40	0,03013	0,998101	0,999936	0,0045
Дом №22 ч.ж.	40	0,0077	0,998119	0,999936	0,0011
Дом №20 ч.ж.	40	0,03936	0,99833	0,999936	0,006
Дом №25	40	0,01414	1	0,999953	0,0013
д/сад	40	0,0996	0,99488	0,999936	0,0156
Дом №44	40	0,38767	0,995008	0,999936	0,0612
43	40	0,2527	0,994442	0,999936	0,0396
ИП Кондрашев	40	0,0061	0,997808	0,999936	0,0008
Баня	40	0,033	0,997689	0,999936	0,0052
Дом №15	40	0,01948	0,996919	0,999936	0,003
Дом №17	40	0,02195	0,996681	0,999936	0,0033
ИП Калян	40	0,014	0,996764	0,999936	0,0022
ЦРКБ	40	0,0157	0,995922	0,999936	0,0021
Дом №42	40	0,25364	0,997789	0,999936	0,0408
Дом №40а	40	0,01817	0,995602	0,999936	0,0027

Таблица 11.7. Показатели надежности теплоснабжения потребителей системы теплоснабжения от Котельной №29

Наименование узла	Коэффициент тепловой аккумуляции, ч	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности	Средний суммарный недоотпуск теплоты, Гкал/от.период
№6	40	0,05624	0,998289	0,999976	0,0033
№9	40	0,08384	0,998413	0,999976	0,0049
ГАИ	40	0,0993	0,998734	0,999976	0,0059
ИП Бознякова	40	0,005	0,99816	0,999976	0,0003

Наименование узла	Коэффициент тепловой аккумуляции, ч	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности	Средний суммарный недоотпуск теплоты, Гкал/от.период
№5	40	0,0519	0,998064	0,999976	0,003
№7	40	0,06238	0,998834	0,999976	0,0037
ИП Скворцов И.А.	40	0,0793	0,999513	0,999976	0,0047
Стройиндустрия	40	0,0585	0,999165	0,999976	0,0033
№8	40	0,06146	0,998899	0,999976	0,0037
№10	40	0,08469	0,998312	0,999976	0,005

Таблица 11.8. Показатели надежности теплоснабжения потребителей системы теплоснабжения от Котельной №49

Наименование узла	Коэффициент тепловой аккумуляции, ч	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности	Средний суммарный недоотпуск теплоты, Гкал/от.период
Ленэнерго 3	40	0,05035	0,99911	0,999991	0,0011
Ленэнерго 2	40	0,05132	0,999247	0,999991	0,0011
Ленэнерго 1	40	0,05061	0,998798	0,999991	0,0011

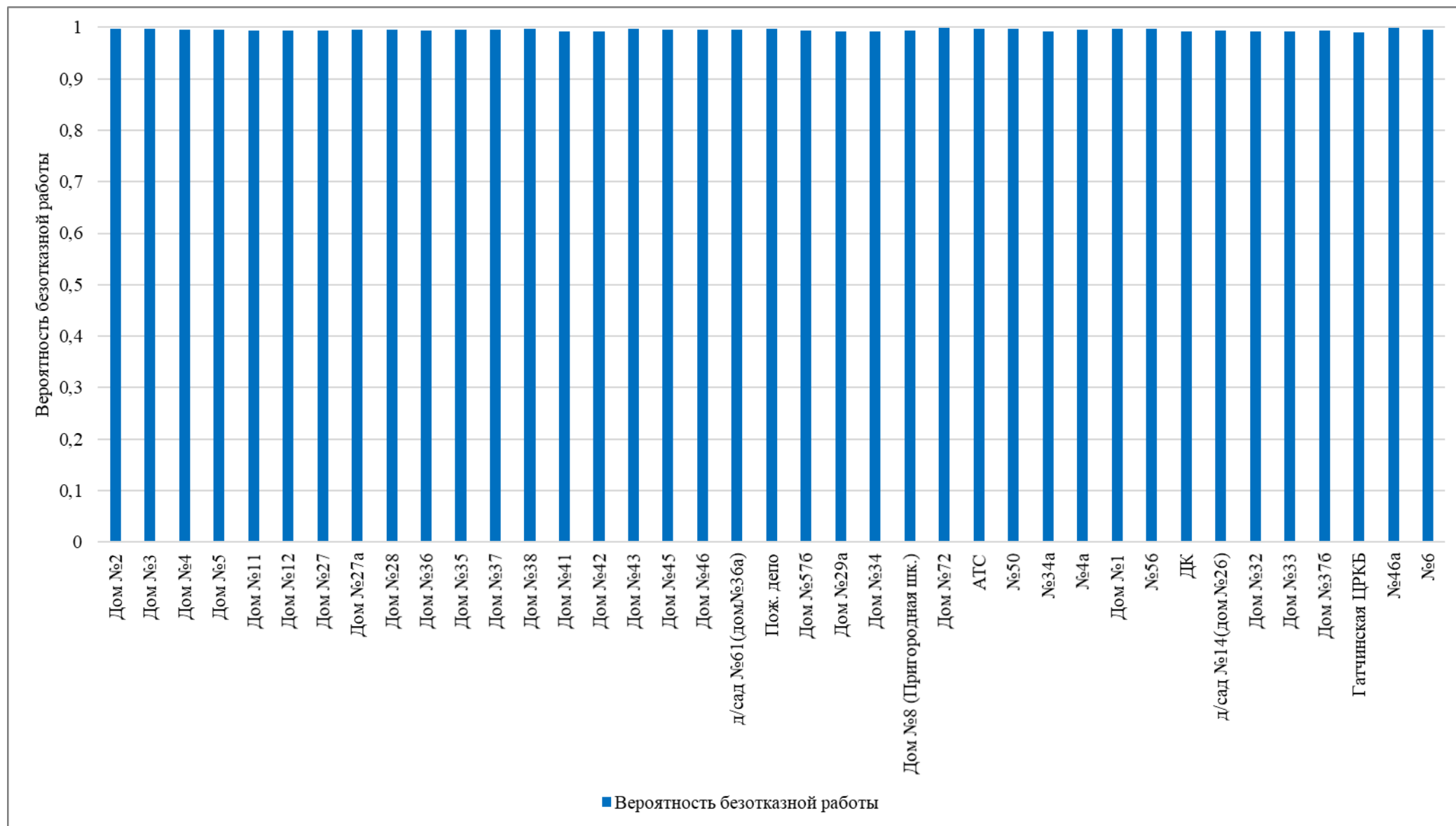


Рисунок 11.9. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от котельной №2 пос. Новый Свет

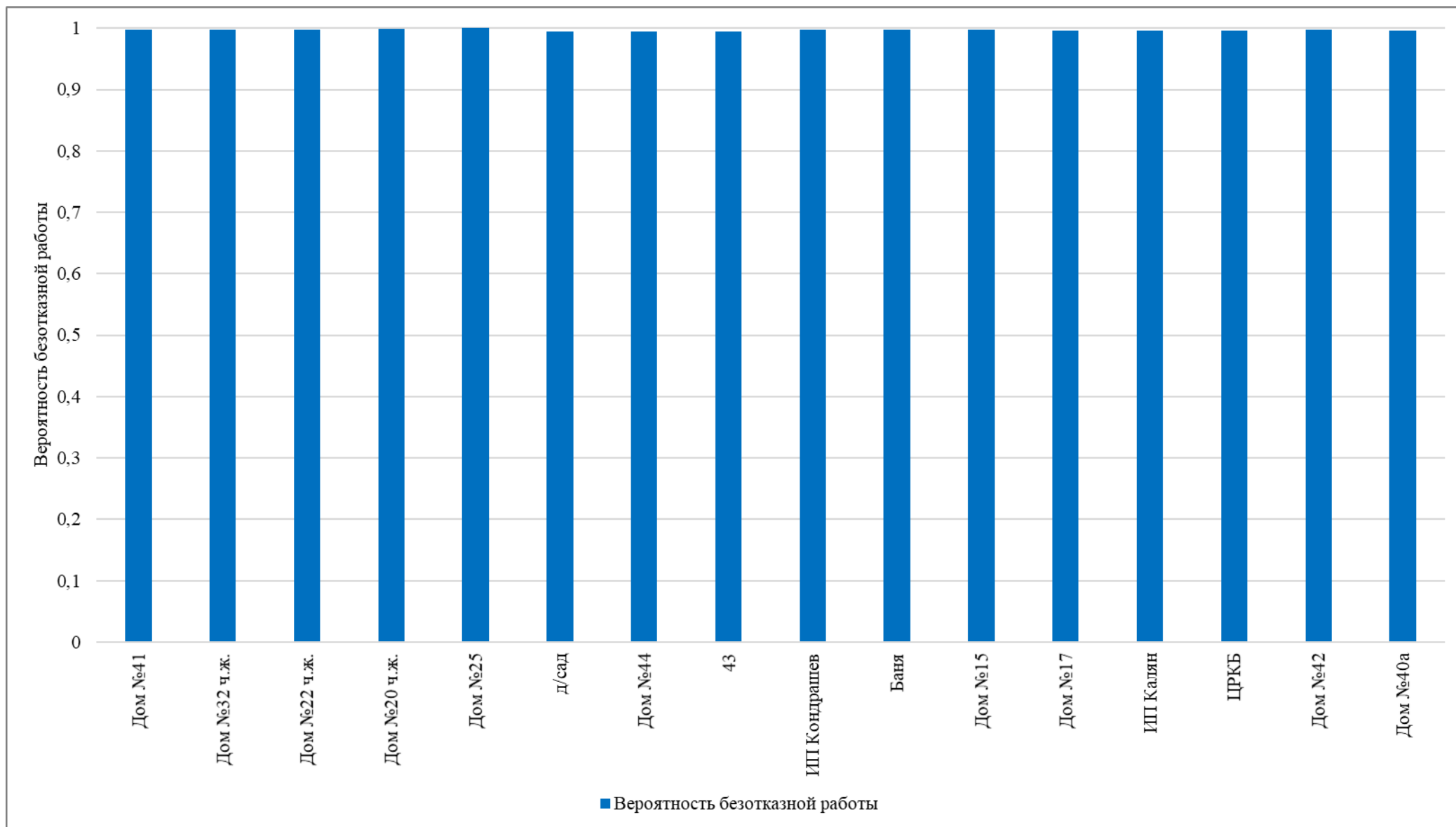


Рисунок 11.10. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от котельной №3 пос. Торфаное

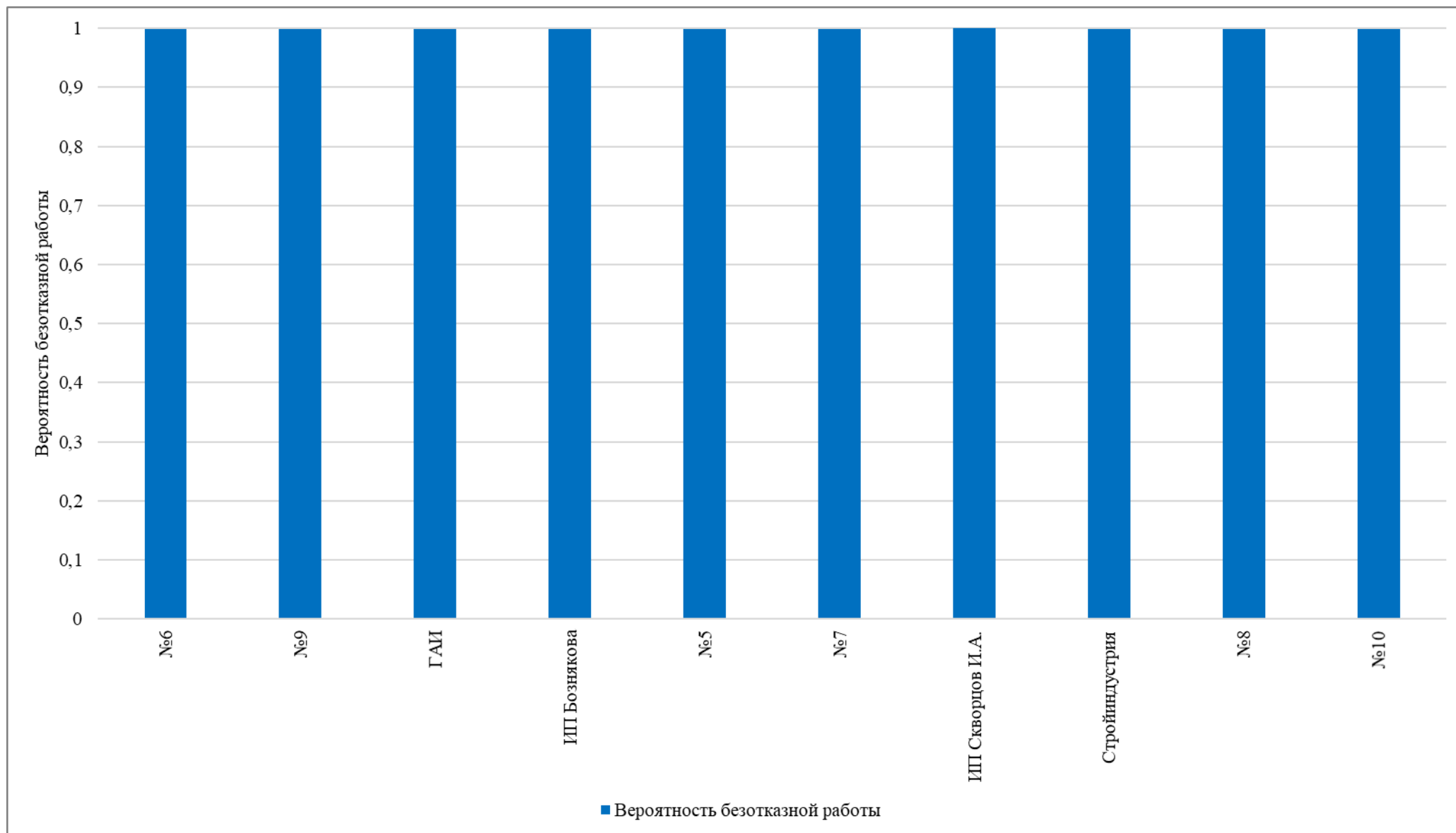


Рисунок 11.11. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от котельной №29 пос. Пригородный

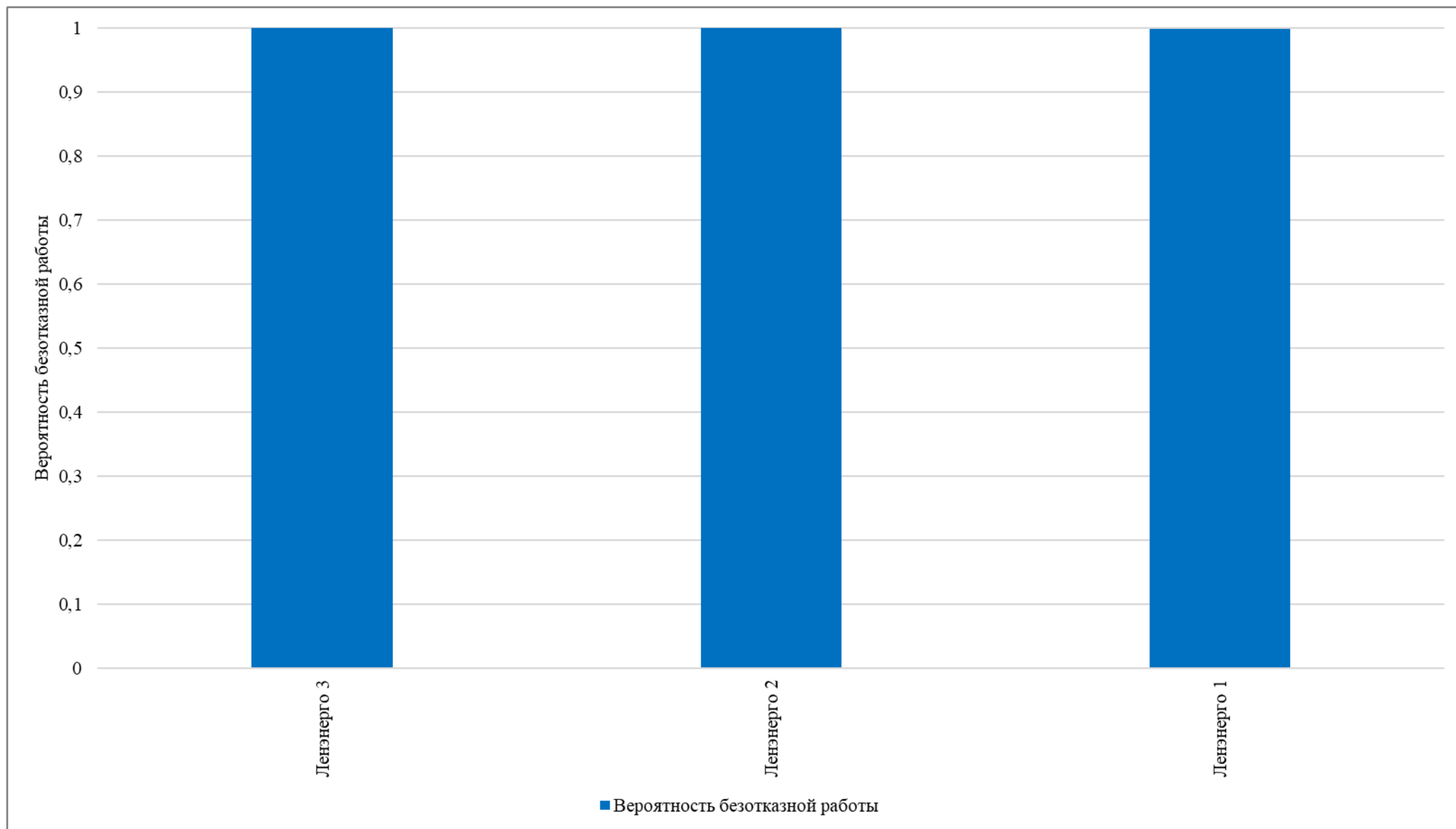


Рисунок 11.12. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от котельной №49 пос. Пригородный

11.4. Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

Расчетные значения готовности системы теплоснабжения к расчетному теплоснабжению представлены в таблицах 11.5-11.8 и на рисунках 11.13-11.16.

Как видно из рисунка, значения готовности системы теплоснабжения по каждому потребителю выше нормируемого значения.

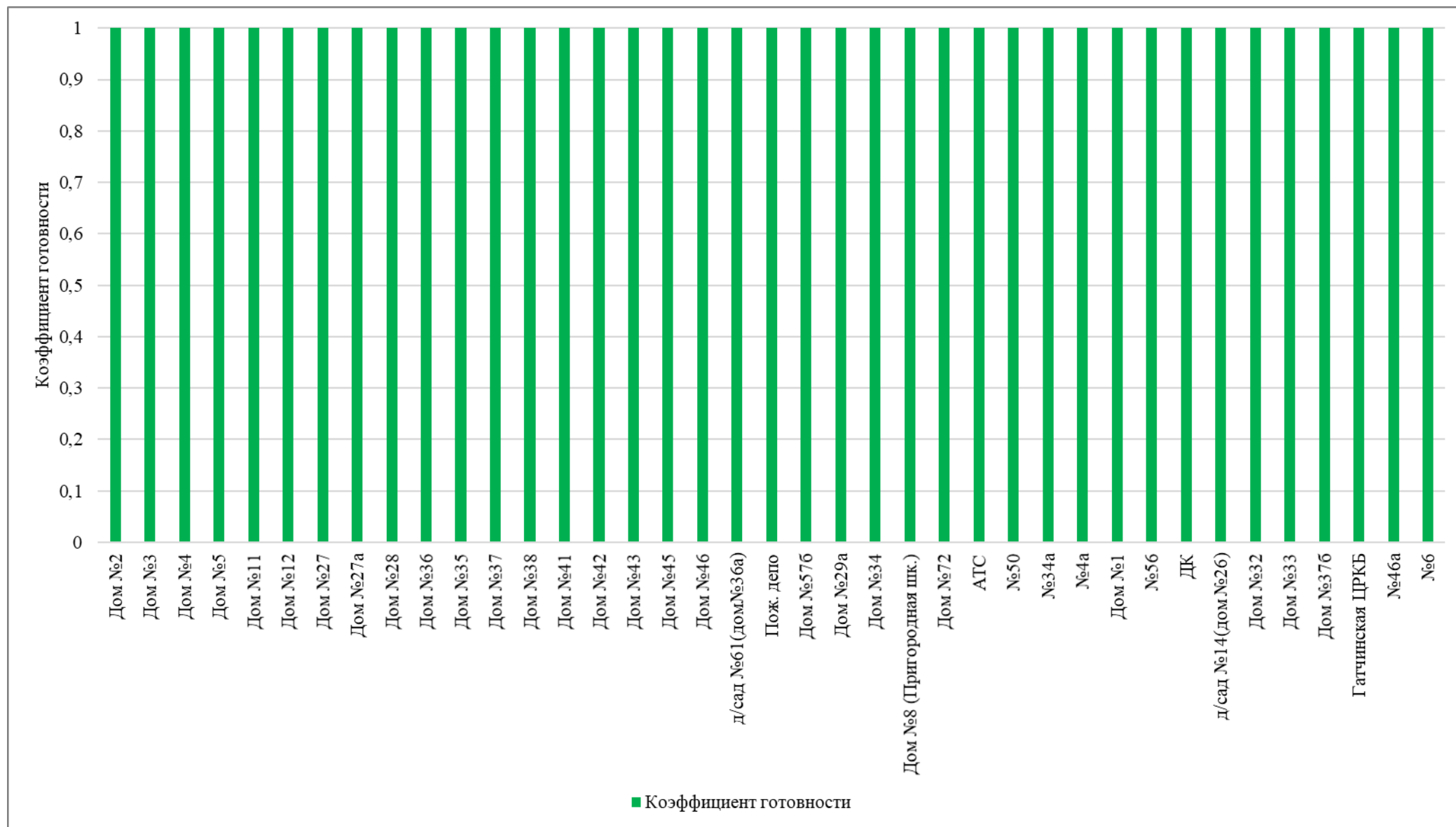


Рисунок 11.13. Коэффициент готовности системы к расчетному теплоснабжению от котельной №2 (при нормативном значении 0,97)

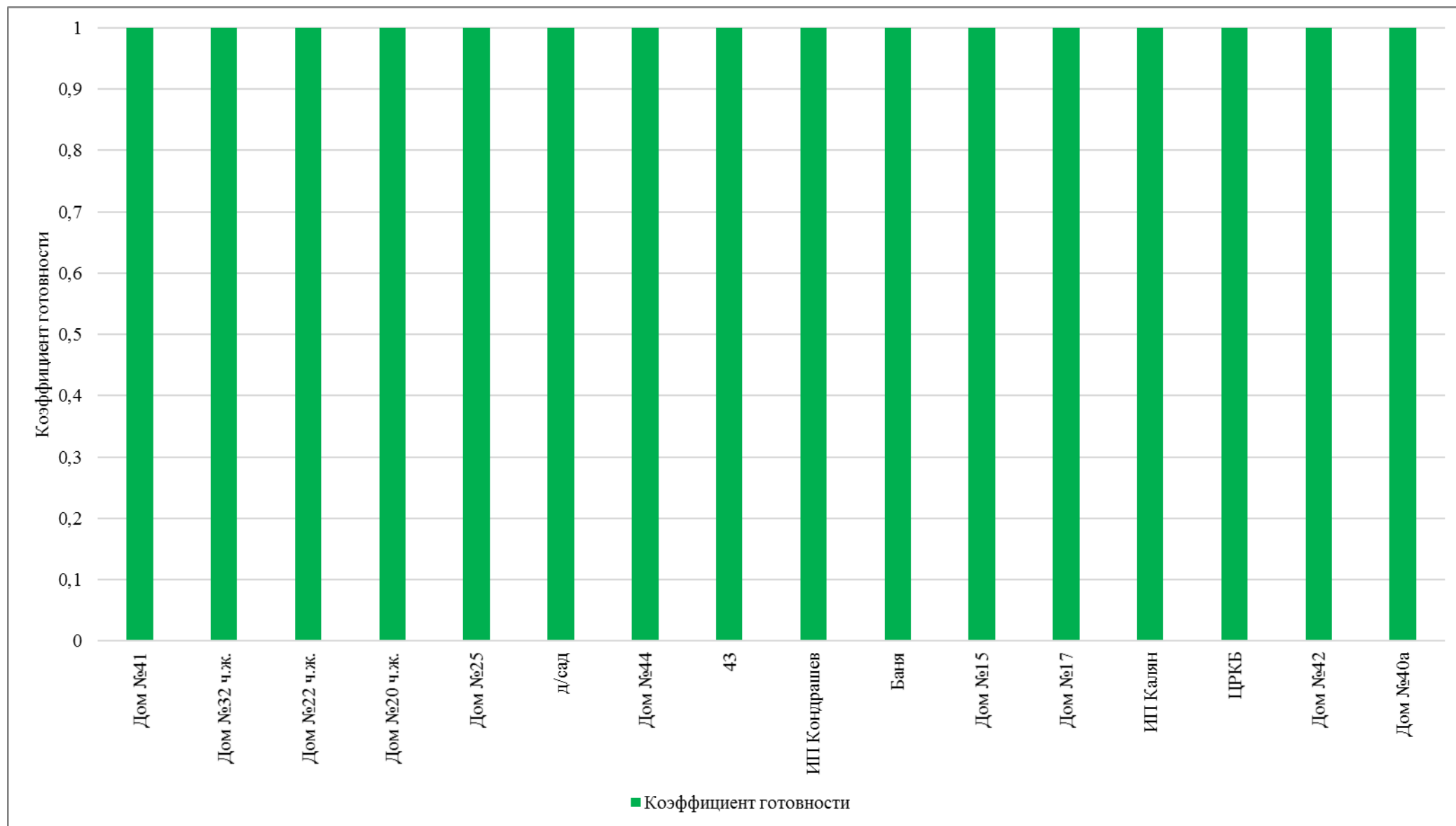


Рисунок 11.14. Кoeffициент готовности системы к расчетному теплоснабжению от котельной №3 (при нормативном значении 0,97)

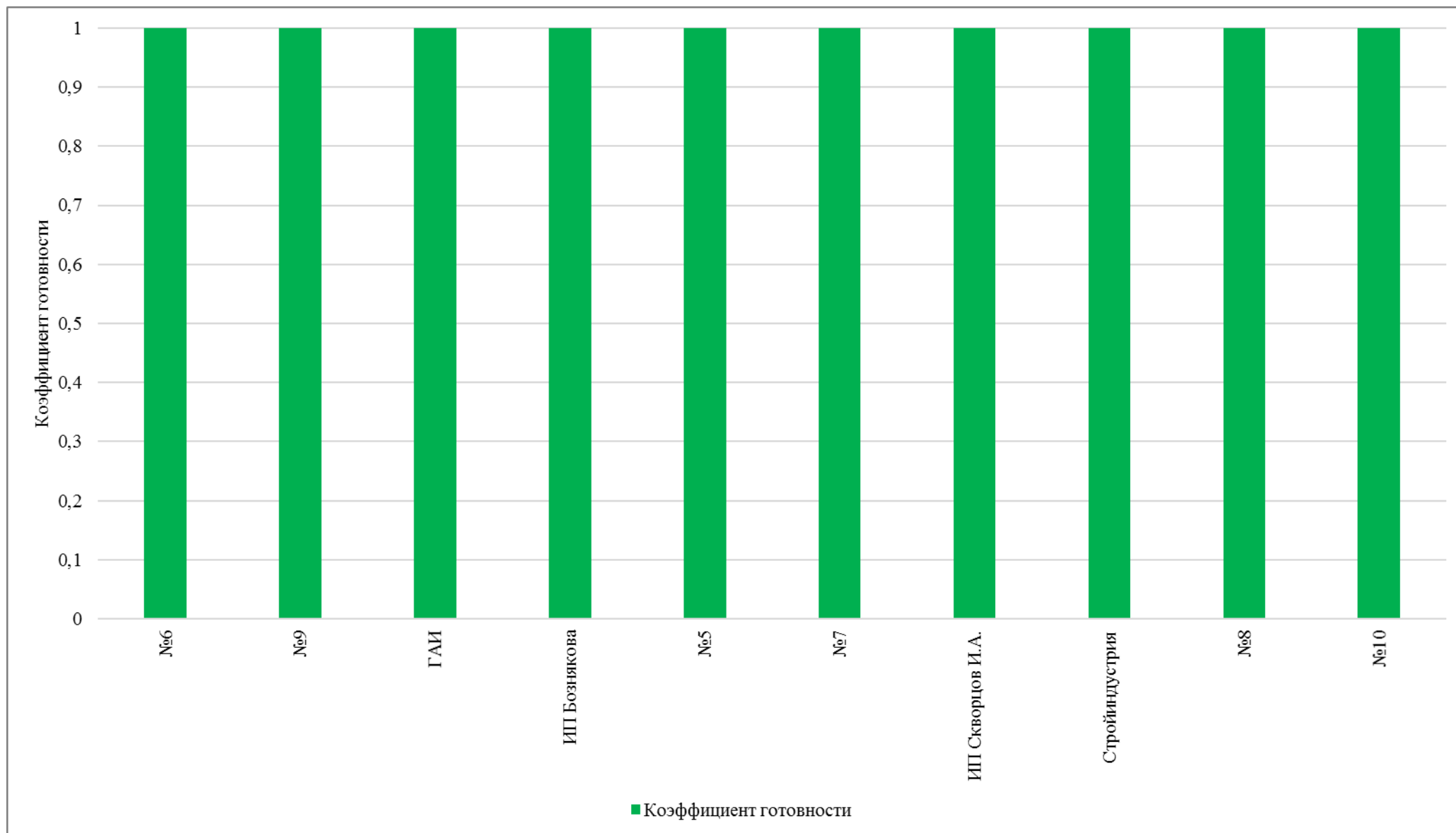


Рисунок 11.15. Коэффициент готовности системы к расчетному теплоснабжению от котельной №29 (при нормативном значении 0,97)

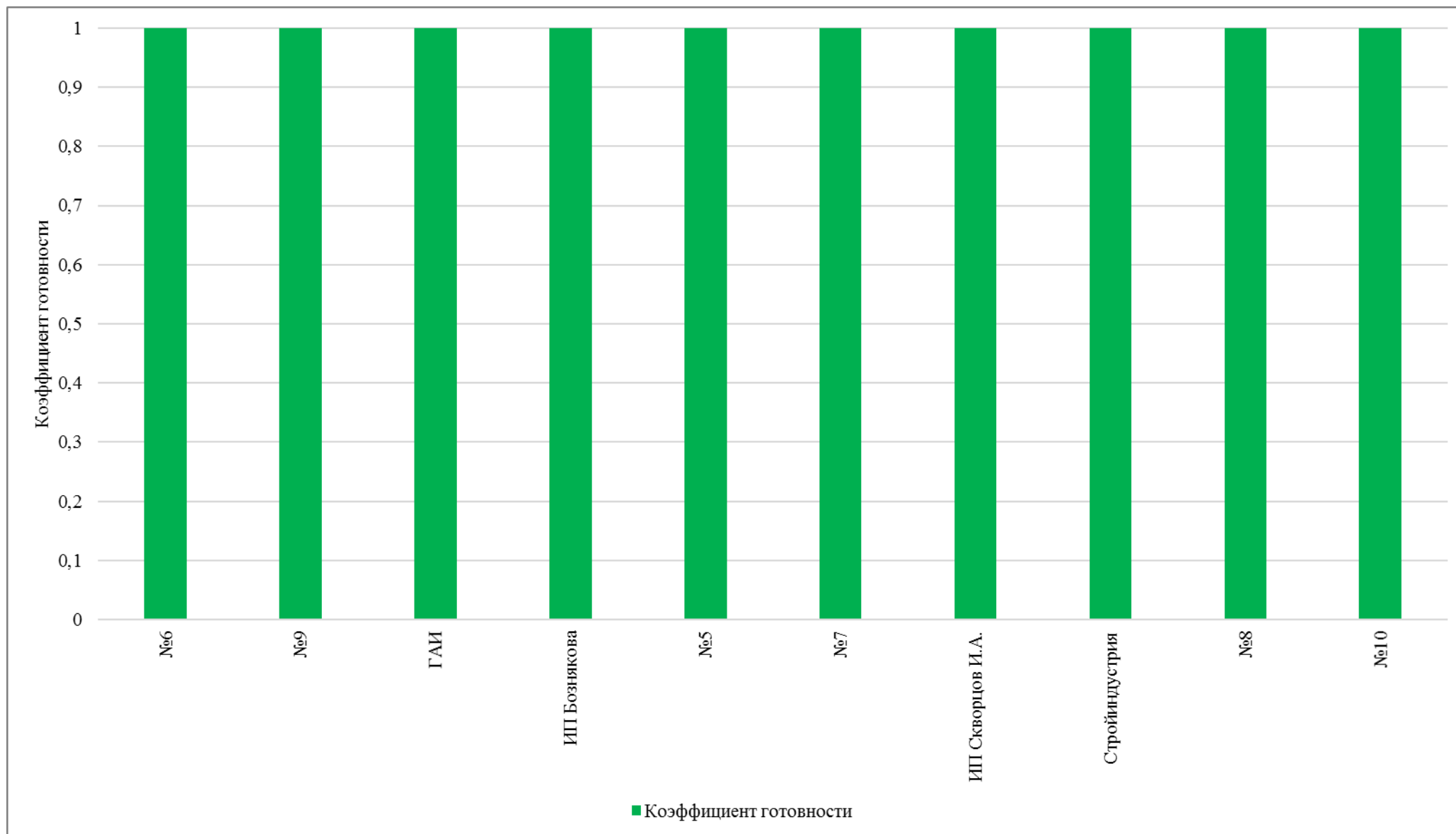


Рисунок 11.16. Коэффициент готовности системы к расчетному теплоснабжению от котельной №49 (при нормативном значении 0,97)

11.5. Результат оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Расчетные значения недоотпуска тепловой энергии по причине отказов и простоев тепловых сетей представлены графически на рисунках 11.17-11.20.

Таким образом, поскольку рассматриваемая тепловая сеть имеет небольшие масштабы (присоединенная нагрузка, радиусы теплоснабжения, диаметры головных участков), нормативные требования к надежности теплоснабжения потребителей для расчетного уровня теплоснабжения обеспечиваются.

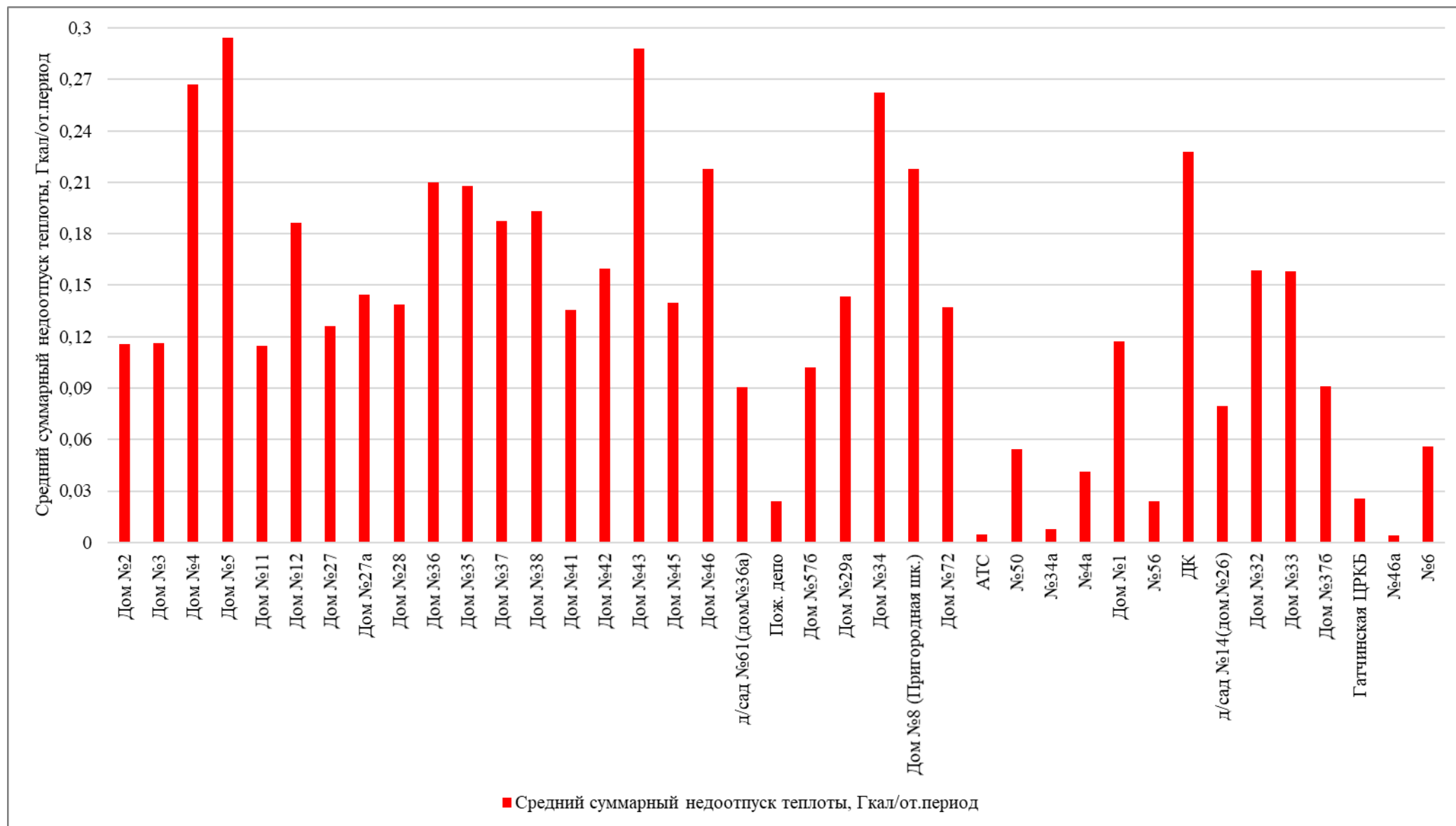


Рисунок 11.17. Средний суммарный недоотпуск теплоты потребителям котельной №2 за отопительный период

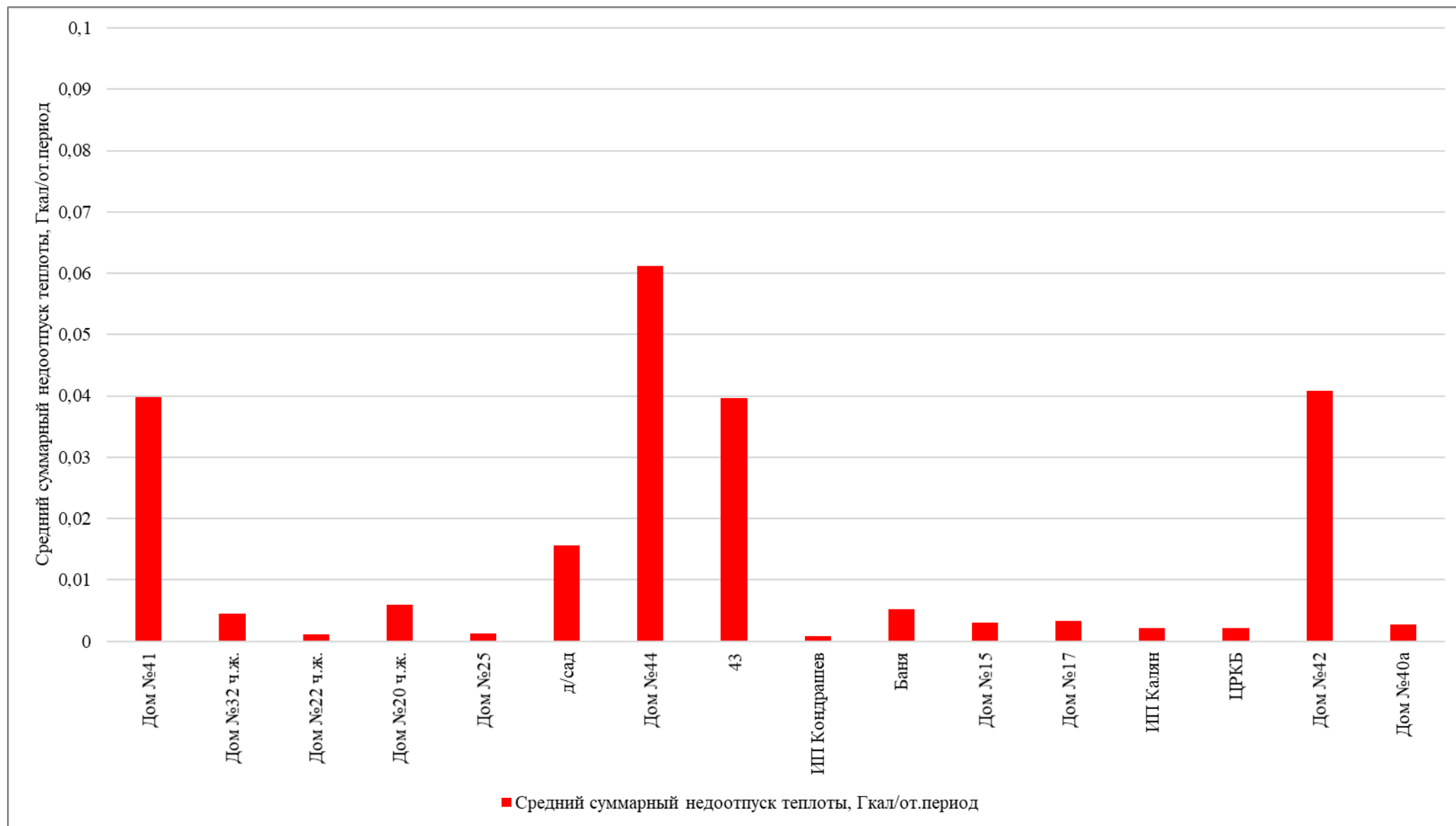


Рисунок 11.18. Средний суммарный недоотпуск теплоты потребителям котельной №3 за отопительный период

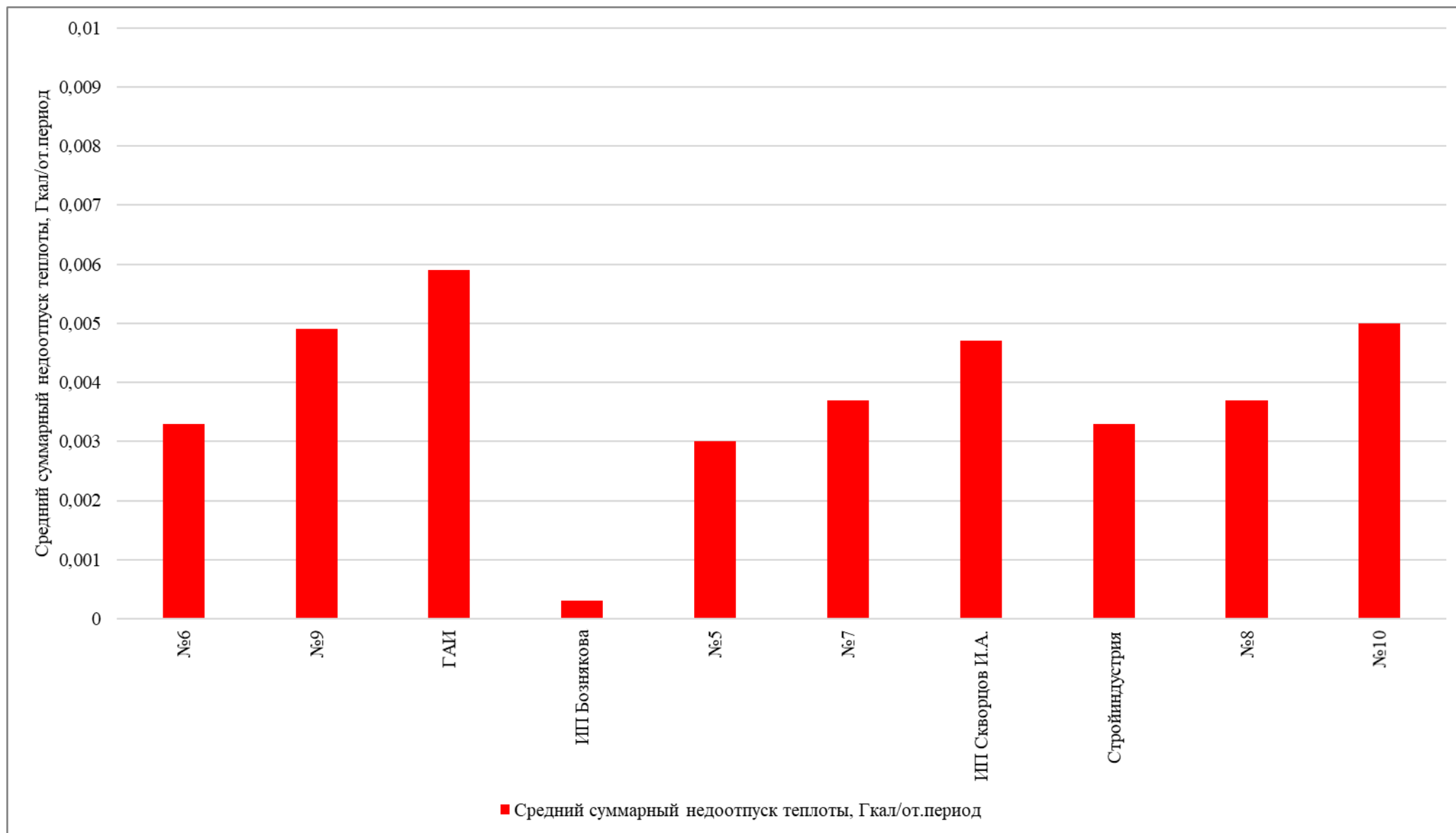


Рисунок 11.19. Средний суммарный недоотпуск теплоты потребителям котельной №29 за отопительный период

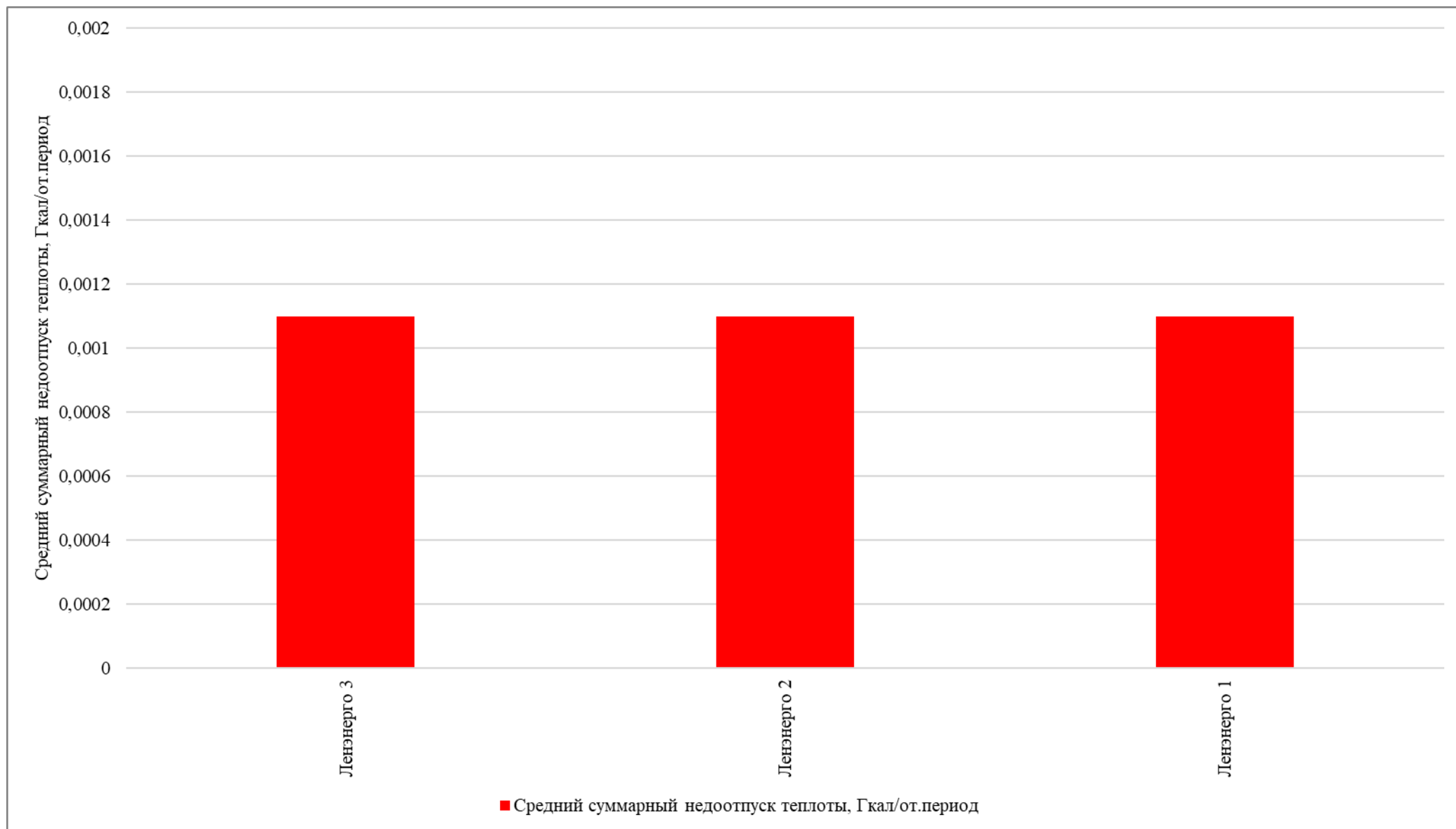


Рисунок 11.20. Средний суммарный недоотпуск теплоты потребителям котельной №49 за отопительный период

По результатам оценки надежности теплоснабжения МО «Новосветское СП» мероприятия по организации совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую сеть, резервированию тепловых сетей смежных районов поселения настоящей актуализацией схемы теплоснабжения не предусматриваются.

11.6. Результаты оценки вероятности аварийных ситуаций в системах теплоснабжения (потенциальных угроз)

Наиболее вероятными причинами возникновения аварийных ситуаций в работе системы теплоснабжения могут послужить:

- неблагоприятные погодные-климатические явления (ураганы, смерчи, бури, сильные ветры, сильные морозы, снегопады и метели, обледенение и гололед);
- человеческий фактор (неправильные действия персонала);
- прекращение подачи электрической энергии, холодной воды, топлива на источник тепловой энергии, ЦТП, насосную станцию;
- внеплановый останов (выход из строя) оборудования на объектах системы теплоснабжения.

К перечню возможных последствий аварийных ситуаций (ЧС) на тепловых сетях и источниках тепловой энергии относятся:

- кратковременное нарушение теплоснабжения населения, объектов социальной сферы;
- полное ограничение режима потребления тепловой энергии для населения, объектов социальной сферы;
- причинение вреда третьим лицам;
- разрушение объектов теплоснабжения (котлов, ТС, котельных);
- отсутствие теплоснабжения более 24 часов (одни сутки);
- отсутствие теплоснабжения более 3 суток.

Оценка вероятности аварийных ситуаций в системах теплоснабжения на представлена в разделе 11.5 настоящей главы.

Настоящей схемой теплоснабжения предусмотрены мероприятия, направленные на обновление основных фондов рассматриваемых систем теплоснабжения путем замены тепловых сетей с исчерпанием ресурса и установкой

блочно-модульных котельных, отвечающих современным требованиям автоматизации и диспетчеризации.

В первую очередь, надежность повышается за счет сокращения времени реагирования на изменение параметров теплоносителя в тепловых сетях и режимов работы источников тепловой энергии.

Блочно-модульное исполнение котельных, предполагаемых к размещению на площадках существующих источников тепловой энергии, позволяет, в относительно короткие сроки, заменить котельную, а наличие резервного основного и вспомогательного оборудования – исключить возможность полного прекращения подачи тепловой энергии потребителям в случае возникновения аварийной ситуации непосредственно на источнике.

Дополнительно, котельные относятся к опасным промышленным объектам второй категории электроснабжения, что предусматривает электроснабжение от двух независимых источников. В качестве резервного источника электроснабжения может выступать линия электрической сети, ИБП или дизельная электростанция.

Комплексно указанные мероприятия способствуют повышению уровня надежности систем централизованного теплоснабжения муниципального образования, а также нивелирование последствий возникновения аварийной ситуации.

11.7. Результаты расчетов гидравлических режимов тепловых сетей в условиях аварийных ситуаций в системах теплоснабжения, последствия которых указаны в подпункте 11.6 настоящего пункта, и расчетов гидравлических режимов тепловых сетей по результатам реализации следующих предложений

Расчеты гидравлических режимов тепловых сетей в условиях аварийных ситуаций в системах теплоснабжения выполнены в ППК «ZuluGIS 2021».

В электронной модели смоделирован режим работы системы в период нерасчетного похолодания с определением зон с отклонением параметров теплоносителя от нормируемых значений (как на сети, так и у потребителей). По результатам выполненных расчетов рекомендуется: для предотвращения теоретически возможной ситуации снижения температуры внутреннего воздуха у потребителей при нерасчетном похолодании требуется поддержание расчетного

расхода теплоносителя с требуемыми параметрами. Рекомендуется выполнить работы по обследованию указанных тепловых сетей на наличие повреждений тепловой изоляции и восстановить поврежденные и изношенные участки. Дополнительно возможно рассмотреть вопрос об утеплении отдельных зданий, где зафиксированы систематические жалобы на качество теплоснабжения при значительном понижении температуры наружного воздуха в отопительных периодах.

При этом, стоит отметить, что в случае технологических нарушений на тепловых сетях, повлекших за собой прекращение теплоснабжения потребителей, подача теплоносителя прекращается в отношении всех потребителей, расположенных «за» местом расположения первой по счету запорной арматуры от места происшествия в сторону энергоисточника. Циркуляция теплоносителя у остальных потребителей при этом сохраняется.

В случае возникновения аварийной ситуации на энергоисточнике, повлекшей за собой вывод из работы котельного агрегата, сетевыми насосами обеспечивается плановая подача теплоносителя от резервного котла в соответствии с утвержденными режимами работы и температурными графиками.

Виды, масштабы и последствия аварий также приведены в таблице ниже.

Таблица 11.9. Риски возникновения аварий, масштабы и последствия аварий

№ п/п	Вид аварии	Причина аварии	Масштаб аварии и последствия	Уровень реагирования
1	Остановка котельной	Прекращение подачи электроэнергии	Прекращение циркуляции воды в систему отопления всех потребителей, понижение температуры в зданиях и жилых домах, размораживание тепловых сетей и отопительных батарей	муниципальный
2	Остановка котельной	Прекращение подачи топлива	Прекращение подачи горячей воды в систему отопления всех потребителей, понижение температуры в зданиях и жилых домах	объектовый (локальный)
3	Повреждение тепловых сетей	Предельный износ, гидродинамические удары	Прекращение подачи горячей воды в систему отопления потребителей, понижение температуры в зданиях и жилых домах, размораживание тепловых сетей и отопительных батарей	муниципальный
4	Повреждение сетей водоснабжения	Предельный износ, повреждение на трассе	Прекращение циркуляции в системе водо- и теплоснабжения	муниципальный

Отдельные вопросы резервирования и обеспечения надежности системы теплоснабжения рассмотрены в разделах ниже.

11.7.2. Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования

Применение рациональных тепловых схем, с дублированными связями, обеспечивающих 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 теплоты, обеспечивающие теплоснабжение потребителей второй и третьей категории, обеспечиваются электро- и водоснабжением по двум независимым вводам от разных источников и запасами резервного топлива. Кроме того, для теплоснабжения потребителей первой категории устанавливаются местные резервные (аварийные) источники теплоты (стационарные или передвижные). При этом допускается резервирование, обеспечивающее в аварийных ситуациях 100%-ную подачу теплоты от других тепловых сетей. При резервировании теплоснабжения промышленных предприятий, как правило, используются местные резервные (аварийные) источники теплоты.

11.7.3. Установка резервного оборудования

Установка резервного оборудования не предполагается.

11.7.4. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

В связи с территориальным расположением источников тепловой энергии Новосветского сельского поселения, организация совместной работы нескольких котельных не представляется возможной.

11.7.5. Резервирование тепловых сетей смежных районов

Структурное резервирование разветвленных тупиковых тепловых сетей осуществляется делением последовательно соединенных участков теплопроводов секционирующими задвижками. К полному отказу тупиковой тепловой сети приводят лишь отказы головного участка и головной задвижки теплосети. Отказы других элементов основного ствола и головных элементов основных ответвлений теплосети

приводят к существенным нарушениям ее работы, но при этом остальная часть потребителей получает тепло в необходимых количествах. Отказы на участках небольших ответвлений приводят только к незначительным нарушениям теплоснабжения, и отражается на обеспечении теплом небольшого количества потребителей. Возможность подачи тепла не отключенным потребителям в аварийных ситуациях обеспечивается использованием секционирующих задвижек. Задвижки устанавливаются по ходу теплоносителя в начале участка после ответвления к потребителю. Такое расположение позволяет подавать теплоноситель потребителю по этому ответвлению при отказе последующего участка теплопровода.

В связи с территориальным расположением источников сельского поселения, взаимное резервирование тепловых сетей смежных районов не представляется возможным.

11.7.6. Устройство резервных насосных станций

Установка резервных насосных станций не требуется.

11.7.7. Установка баков-аккумуляторов

Повышению надежности функционирования систем теплоснабжения в определенной мере способствует применение теплогидракумулирующих установок, наличие которых позволяет оптимизировать тепловые и гидравлические режимы тепловых сетей, а также использовать аккумулялирующие свойства отапливаемых зданий. Теплоинерционные свойства зданий учитываются МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ» при определении расчетных расходов на горячее водоснабжение при проектировании систем теплоснабжения из условий темпов остывания зданий при авариях.

Размещение баков-аккумуляторов горячей воды возможно, как на источнике теплоты, так и в районах теплопотребления. При этом на источнике теплоты предусматриваются баки-аккумуляторы вместимостью не менее 25 % общей расчетной вместимости системы. Внутренняя поверхность баков защищается от коррозии, а вода в них – от аэрации, при этом предусматривается непрерывное обновление воды в баках.

Для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение предусматриваются баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды расчетной вместимостью, равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение.

Число баков независимо от системы теплоснабжения принимается не менее двух по 50 % рабочего объема.

В системах центрального теплоснабжения (СЦТ) с теплопроводами любой протяженности от источника теплоты до районов теплопотребления допускается использование теплопроводов в качестве аккумулирующих емкостей.

Таким образом, структура систем теплоснабжения должна соответствовать их масштабности и сложности. Если надежность небольших систем обеспечивается при радиальных схемах тепловых сетей, не имеющих резервирования и узлов управления, то тепловые сети крупных систем теплоснабжения должны быть резервированными, а в местах сопряжения резервируемой и нерезервируемой частей тепловых сетей должны иметь автоматизированные узлы управления. Это позволяет преодолеть противоречие между «ненадежной» структурой тепловых сетей и требованиями к их надежности и обеспечить управляемость системы в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, а также подачу потребителям необходимых количеств тепловой энергии во время аварийных ситуаций.

В перспективе, установка аккумуляторных баков на источниках Новосветского сельского поселения не планируется

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

В соответствии с главами 7, 8, 9 обосновывающих материалов, в качестве основных мероприятий по развитию систем централизованного теплоснабжения Новосветского сельского поселения предусматриваются:

1. строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;
2. реконструкция тепловых сетей с изменением диаметра для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;
3. реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
4. реконструкция котельных;
5. перевод открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения.

12.1.1. Мероприятия по источникам тепловой энергии

Котельная №2 пос. Новый Свет введена в эксплуатацию в 2016 году. Источник работает в водогрейном режиме и в настоящее время, с учетом проведения ежегодных текущих ремонтов, не требует реконструкции. Необходимость проведения мероприятий на котельной будет определена при последующих актуализациях схемы теплоснабжения.

Котельная №3 пос. Торфяное введена в эксплуатацию в 1994 году. В 2023 году на котельной предусматривалось выполнение работ по замене изношенного оборудования и элементов системы автоматики, ремонту архитектурно-строительных элементов. Стоимость работ составляла 17549,38 тыс. руб. (в ценах – 2023 г.), средства планируется привлечь по договору концессии.

Котельная №29 пос. Пригородный введена в эксплуатацию в 2002 году. В 2025 году на котельной предусматривается выполнение работ по замене изношенного оборудования и элементов системы автоматики, ремонту архитектурно-строительных элементов. Стоимость работ составляет 16292,11 тыс. руб. (в ценах – 2025 г.), средства планируется привлечь по договору концессии.

Котельная №49 пос. Пригородный введена в эксплуатацию в 2014 году. В 2023 году на котельной предусматривалось выполнение работ по частичной модернизации (с заменой изношенного оборудования), автоматизации и диспетчеризации. Стоимость работ 3 906,09 тыс. руб. (в ценах – 2023 г.), средства планируется привлечь по договору концессии.

Котельная №54 пос. Пригородный введена в эксплуатацию в 2014 году. В 2023 году на котельной предусматривалось выполнение работ по частичной модернизации (с заменой изношенного оборудования), автоматизации и диспетчеризации. Стоимость работ составляет 3 552,78 тыс. руб. (в ценах – 2023 г.), средства планируется привлечь по договору концессии.

Таким образом, в течение рассматриваемого периода планируется выполнение работ по реконструкции 1 котельной. Суммарный объем затрат в ценах на 2025 год составляет 16292,11 тыс. руб. Сводные данные по реконструкции котельных представлены в таблице 12.1.

Таблица 12.1. Перечень работ по реконструкции котельных на территории Новосветского СП

№ п.п.	Зона теплоснабжения	Объект	Состав мероприятий	Вид топлива		Установленная мощность, Гкал/ч		Год реализации мероприятий	Затраты на реализацию мероприятий
				до реализации	после реализации	до реализации	после реализации		
1	Пригородный	Котельная № 29	Замена изношенного оборудования и элементов системы автоматики. Ремонт архитектурно-строительных элементов котельных установок на газообразном топливе	газ	газ	1,38	1,38	2025	16 292,11

12.1.2. Мероприятия по тепловым сетям

АО «Коммунальные системы Гатчинского района» планирует провести реконструкцию тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса. Суммарная протяженность таких сетей составляет:

- от котельной №2 – 490 м (реконструкция в 2024 году);
- от котельной №3 – 164 м (реконструкция в 2025 году);
- от котельной №49 – 194 м (реконструкция в 2029 году);
- от котельной №54 – 86 м (реконструкция в 2028 году);

Предполагаемый срок реконструкции тепловых сетей по котельным №29, согласно данным АО «Коммунальные системы Гатчинского района», выходит за временные рамки, рассматриваемые в настоящей схеме (до 2035 года), поэтому данные мероприятия далее не рассматриваются и будут отражены в Схеме при последующих актуализациях.

Затраты на реконструкцию тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, рассматриваемых в настоящей схеме (до 2035 г.) составляют 24 145,07 тыс. руб. (стоимость мероприятий в ценах соответствующих лет с НДС), (в т.ч. 12 951,92 – по сетям котельной №2, 3 653,44 – по сетям котельной №3, 5 255,07 – по сетям котельной №49 и 2 284,64 – по сетям котельной №54). Денежные средства планируется привлечь по договору концессии.

Для определения затрат на реализацию мероприятий по строительству новых тепловых сетей, были использованы государственные укрупненные нормативы цены строительства наружных тепловых сетей НЦС 81-02-13-2024. Показатели НЦС рассчитаны в уровне цен по состоянию на 01.01.2024 г. для базового района (Московская область). Для приведения уровня цен к ценам Ленинградской области применяется территориальный переводной коэффициент 0,88.

Укрупненные нормативы представляют собой объем денежных средств, необходимый и достаточный для строительства 1 км наружных тепловых сетей. Стоимостные показатели в НЦС приведены на 1 км двухтрубной теплотрассы.

Объем капитальных затрат на мероприятия по строительству новых сетей и реконструкции сетей с изменением диаметра составит 109104 тыс. руб. (без НДС). В том числе капитальные вложения в мероприятия по строительству новых сетей

составят 8091,48 тыс. руб. (без НДС), капитальные вложения в мероприятия по реконструкции сетей с увеличением диаметра составят 78286,04 тыс. руб. (без НДС).

Расчет капитальных вложений в мероприятия по строительству и перекладке тепловых сетей приведен в таблицах 12.2-12.5.

Таким образом, общий объем инвестиций в мероприятия по реконструкции и строительству тепловых сетей составит 109104 тыс. рублей (без НДС).

Таблица 12.2. Расчет капитальных вложений на мероприятия по строительству новых тепловых сетей от котельной №2

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м		Вид прокладки тепловой сети	Территориаль ный коэффициент	Коэффициент стесненности	Расценка по НЦС 13-02- 003, тыс. руб./км	Затраты на демонтажные работы, тыс.руб.	Общая стоимость работ без НДС, тыс. рублей
			подающего	обратного						
Контур отопления										
ТК13	Зона персп. застройки-1	75	0,15	0,15	Подземная бесканальная	0,88	1,06	24263,2	0	1697,5
ТК29	Зона персп. застройки-2	120	0,15	0,15	Подземная бесканальная	0,88	1,06	24263,2	0	2715,9
Итого по контуру отопления										4163,67
Контур ГВС										
ТК13	Зона персп. застройки-1	75	0,1	0,1	Подземная бесканальная	0,88	1,06	17035,7	0	1191,8
У376	Зона персп.застроек и-2	120	0,1	0,1	Подземная бесканальная	0,88	1,06	17035,7	0	1906,9
Итого по контуру ГВС										3098,7
Итого (без НДС)										7512,1
НДС (20%)										1502,4
Итого (с НДС)										9014,5

Таблица 12.3. Расчет капитальных вложений на мероприятия по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра от котельной №2

Наименование участка		Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м				Вид прокладки тепловой сети	Коэффициенты		Расценка по НЦС 13-02-003, тыс. руб./км	Затраты на демонтажные работы, тыс. рублей	Общая стоимость работ без НДС, тыс. рублей
			До перекладки		После перекладки			территориальный	стесненности			
начала	конца		подающего	обратного	подающего	обратного						
Котельная №2	У1	40	0,3	0,3	0,5	0,5	Подземная бесканальная	0,88	1,06	104985,48	1175,2	3917,2
У1	ТК14	23	0,3	0,3	0,3	0,3	Подземная бесканальная	0,88	1,06	53611,7	345,1	1150,2
У1	ТК1	156	0,2	0,2	0,25	0,25	Подземная бесканальная	0,88	1,06	44148,82	1927,3	6424,4
ТК1	ТК3	92	0,2	0,2	0,25	0,25	Подземная бесканальная	0,88	1,06	44148,82	1136,6	3788,7
ТК14	ТК15	50	0,3	0,3	0,3	0,3	Подземная бесканальная	0,88	1,06	53611,7	750,1	2500,4
ТК38	У4	86	0,15	0,15	0,25	0,25	Подземная бесканальная	0,88	1,06	44148,82	1062,5	3541,7
ТК23	У38	54	0,2	0,2	0,25	0,25	Подземная бесканальная	0,88	1,06	44148,82	667,1	2223,8
У37	ТК29	168	0,1	0,1	0,2	0,2	Подземная бесканальная	0,88	1,06	35006,59	1645,8	5485,9
У4	У37	74	0,15	0,15	0,25	0,25	Подземная бесканальная	0,88	1,06	44148,82	914,2	3047,5
У44	ТК17	131	0,15	0,15	0,1	0,1	Подземная бесканальная	0,88	1,06	17035,68	624,5	2081,7
ТК17	ТК19	98	0,15	0,15	0,1	0,1	Подземная бесканальная	0,88	1,06	17035,68	467,2	1557,3
ТК19	У19	25	0,08	0,08	0,05	0,05	Подземная бесканальная	0,88	1,06	15501,49	108,4	361,5
У19	Дом №11	55	0,08	0,08	0,05	0,05	Подземная бесканальная	0,88	1,06	15501,49	238,6	795,3
ТК17	ТК18	38	0,1	0,1	0,05	0,05	Подземная бесканальная	0,88	1,06	15501,49	164,8	549,5
ТК15	У21	125	0,3	0,3	0,35	0,35	Подземная бесканальная	0,88	1,06	66193,36	2315,4	7718,1
У21	ТК22	48	0,2	0,2	0,3	0,3	Подземная бесканальная	0,88	1,06	53611,7	720,1	2400,4

Наименование участка		Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м				Вид прокладки тепловой сети	Коэффициенты		Расценка по НЦС 13-02-003, тыс. руб./км	Затраты на демонтажные работы, тыс. рублей	Общая стоимость работ без НДС, тыс. рублей
			До перекладки		После перекладки			территориальный	стесненности			
			подающего	обратного	подающего	обратного						
начала	конца											
TK22	TK23	26	0,2	0,2	0,3	0,3	Подземная бесканальная	0,88	1,06	53611,7	390,1	1300,2
TK8	TK12	95	0,15	0,15	0,2	0,2	Подземная бесканальная	0,88	1,06	35006,59	930,6	3102,1
TK12	TK13	130	0,15	0,15	0,2	0,2	Подземная бесканальная	0,88	1,06	35006,59	1273,5	4245,0
TK3	TK4	47	0,2	0,2	0,25	0,25	Подземная бесканальная	0,88	1,06	44148,82	580,7	1935,6
TK4	TK6	123	0,2	0,2	0,25	0,25	Подземная бесканальная	0,88	1,06	44148,82	1519,6	5065,4
TK19	Дом №12	70	0,1	0,1	0,07	0,07	Подземная бесканальная	0,88	1,06	15501,49	303,7	1012,2
TK6	TK7	24	0,15	0,15	0,25	0,25	Подземная бесканальная	0,88	1,06	44148,82	296,5	988,4
TK7	У8	10	0,15	0,15	0,25	0,25	Подземная бесканальная	0,88	1,06	44148,82	123,5	411,8
У8	TK8	8	0,15	0,15	0,25	0,25	Подземная бесканальная	0,88	1,06	44148,82	98,8	329,5
У38	TK38	100	0,15	0,15	0,25	0,25	Подземная бесканальная	0,88	1,06	44148,82	1235,5	4118,2
Итого без НДС												70052,1
НДС (20%)												14010,4
Итого с НДС												84062,5

Таблица 12.4. Расчет капитальных вложений на мероприятия по строительству новых тепловых сетей от котельной №3

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м		Вид прокладки тепловой сети	Территориаль ный коэффициент	Коэффициент стесненности	Расценка по НЦС 13-02- 003, тыс. руб./км	Затраты на демонтажные работы, тыс.руб.	Общая стоимость работ без НДС, тыс. рублей
			подающего	обратного						
ТК16	ФОК	15	0,05	0,05	Подземная бесканальная	0,88	1,06	15501,49	0	212,0
ТК9	Баня, кафе	26	0,05	0,05	Подземная бесканальная	0,88	1,06	15501,49	0	367,4
Итого (без НДС)										579,4
НДС (20%)										115,9
Итого (с НДС)										695,3

Таблица 12.5. Расчет капитальных вложений на мероприятия по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра от котельной №3

Наименование участка		Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м				Вид прокладки тепловой сети	Коэффициенты		Расценка по НЦС 13-02-003, тыс. руб./км	Затраты на демонтажные работы, тыс. рублей	Общая стоимость работ без НДС, тыс. рублей
			До перекладки		После перекладки			территориальный	стесненности			
			подающего	обратного	подающего	обратного						
Котельная №3	y1	30	0,2	0,2	0,15	0,15	Подземная бесканальная	0,88	1,06	24263,2	203,7	679,0
y1	ТУ11	20	0,1	0,1	0,1	0,1	Подземная бесканальная	0,88	1,06	17035,68	95,3	317,8
y11	ТУ12	10	0,1	0,1	0,05	0,05	Подземная бесканальная	0,88	1,06	15501,49	43,4	144,6
ТУ11	y11	110	0,1	0,1	0,05	0,05	Подземная бесканальная	0,88	1,06	17035,68	524,4	1748,0
ТК10	Дом №44	7	0,1	0,1	0,08	0,08	Подземная бесканальная	0,88	1,06	17035,68	33,4	111,2
ТУ8	ТК9	83	0,15	0,15	0,125	0,125	Подземная бесканальная	0,88	1,06	20479,3	475,7	1585,6
ТК2	ТК3	29	0,1	0,1	0,08	0,08	Подземная бесканальная	0,88	1,06	15501,49	125,8	419,3
ТК2	ТУ4	30	0,15	0,15	0,125	0,125	Подземная бесканальная	0,88	1,06	20479,3	171,9	573,1
ТУ4	ТУ5	76	0,15	0,15	0,125	0,125	Подземная бесканальная	0,88	1,06	20479,3	435,6	1451,8
ТУ5	ТУ6	17	0,15	0,15	0,125	0,125	Подземная бесканальная	0,88	1,06	20479,3	97,4	324,8
ТУ6	ТУ7	18	0,15	0,15	0,125	0,125	Подземная бесканальная	0,88	1,06	20479,3	103,2	343,9
ТУ7	ТУ8	28	0,15	0,15	0,125	0,125	Подземная бесканальная	0,88	1,06	20479,3	160,5	534,9
Итого без НДС												8233,9
НДС (20%)												1646,8
Итого с НДС												9880,7

12.1.3. Мероприятия по переводу потребителей систем ГВС на закрытую схему

Сведения о мероприятиях по переводу потребителей горячего водоснабжения на закрытую схему представлены в главе 9.

На территории Новосветского сельского поселения отсутствуют системы горячего водоснабжения, подключенные по открытой схеме, таким образом, мероприятия по переводу на закрытую схему в настоящей схеме теплоснабжения не рассматриваются.

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

Объем финансовых потребностей на реализацию плана развития схемы теплоснабжения Новосветского сельского поселения определен посредством суммирования финансовых потребностей на реализацию каждого мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению.

Полный перечень мероприятий, предлагаемых к реализации, представлен в Главе 7 обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии», Главе 8 обосновывающих материалов «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

Оценка стоимости капитальных вложений в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии выполнена на основании предоставленных заводами-изготовителями данных об ориентировочной стоимости основного и вспомогательного оборудования, также по укрупненным нормативам цены строительства зданий и сооружений городской инфраструктуры НЦС 81-02-19-2024, с учетом территориальных переводных коэффициентов, утвержденных Приказом Минэкономразвития от 30 декабря 2011 года N 643 и индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства.

Оценка финансовых затрат для реализации проектов по реконструкции и строительству тепловых сетей выполнена по укрупненным нормативам цены строительства наружных тепловых сетей НЦС 81-02-13-2024, с учетом

территориальных переводных коэффициентов, утвержденных Приказом Минэкономразвития от 30 декабря 2011 года N 643 и индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства.

Все затраты, реализация которых намечена на период 2018-2032 гг., рассчитаны в ценах соответствующих лет с использованием прогнозных индексов удорожания материалов, работ и оборудования в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года.

В мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружению на них входят 8 групп проектов, в том числе:

- Группа проектов 1 - реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);
- Группа проектов 2 - строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;
- Группа проектов 3 - реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- Группа проектов 4 - строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения;
- Группа проектов 5 - строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных;
- Группа проектов 6 - реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
- Группа проектов 7 - строительство или реконструкция насосных станций;
- Группа проектов 8 - строительство и реконструкция тепловых сетей и сооружений на них для организации закрытой схемы ГВС.

Общая потребность в финансировании проектов по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них представлена в таблице 12.6. (в ценах базового года без НДС).

Таблица 12.6. Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб.

№ группы проектов	Наименование группы проектов	АО «КСГР» Зона ЕТО: 1	Итого по г. с.п. Новосветское:
	Тепловые сети	2024-2035	
1	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)	0,00	0,00
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	8,09	8,09
3	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	78,29	78,29
4	Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения	0,00	0,00
5	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	0,00	0,00
6	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса	22,73	22,73
7	Строительство и реконструкция насосных станций	0,00	0,00
8	Организация закрытой схемы ГВС	0,00	0,00
	Итого по тепловым сетям с учетом реализации группы проектов № 6 в полном объеме:	109,10	109,10

В мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии входят 7 групп проектов, в том числе:

- Группа проектов 11 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;
- Группа проектов 12 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы;
- Группа проектов 13 – мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и

электрической энергии в связи с физическим износом оборудования;

- Группа проектов 14 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;
- Группа проектов 15 - мероприятия по реконструкции действующих котельных для повышения эффективности работы;
- Группа проектов 16 - мероприятия по реконструкции действующих котельных в связи с физическим износом оборудования;
- Группа проектов 17 - мероприятия по строительству новых источников тепловой энергии для обеспечения существующих потребителей;

Общая потребность в финансировании проектов по строительству и реконструкции источников тепловой энергии представлена в таблице 12.7. (в ценах базового года без НДС).

Таблица 12.7. Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, млн. руб.

№ группы проектов	Наименование группы проектов	АО «КСР» Зона ЕТО: 1	Итого по г. с.п. Новосветское
	Тепловые источники	2023-2035	
11	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	0,00	0,00
12	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы	0,00	0,00
13	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования	0,00	0,00
14	реконструкция действующих котельных для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	13,03	13,03
15	реконструкция действующих котельных для повышения эффективности работы	0,00	0,00
16	реконструкция действующих котельных в связи с физическим износом оборудования	0,00	0,00
17	Новое строительство для обеспечения существующих потребителей	0,00	0,00
18	Газификация	0,00	0,00
	Итого по источникам тепловой энергии:	13,03	13,03

Общая потребность в финансировании проектов по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них составляет:

- 109103,98 тыс. руб. без НДС (в ценах базового года).

Общая потребность в финансировании проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии (затраты, относимые на тепловую энергию) составляет:

- 13 033,8 тыс. руб. без НДС (в ценах базового года).

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:

- Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190 «О теплоснабжении»;
- Постановление правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»;
- Приказ ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения»;

В качестве источников финансирования, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления мероприятий, рассмотрены следующие:

- Плата за подключение потребителей;
- Тариф, в том числе:
 - Амортизационные отчисления;
 - Инвестиционная составляющая в тарифе;
- Прочие источники.

За счет амортизационных отчислений могут быть реализованы мероприятия по реконструкции ветхих сетей и замене оборудования, выработавшего ресурс.

В счет платы за подключение потребителей могут быть реализованы мероприятия по увеличению тепловой мощности источников тепловой энергии, мероприятия по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметров, строительству новых участков тепловых сетей. Ввиду того, что мероприятия по реконструкции ветхих тепловых сетей относятся к мероприятиям, направленным на повышение надежности, применение в качестве источника финансирования

инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию является невозможным.

Инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию может быть применена для финансирования мероприятий, направленных на повышение эффективности работы источников тепловой энергии, систем транспорта тепловой энергии и систем теплоснабжения в целом.

Все мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, а также все мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей разделены на группы проектов в зависимости от вида и назначения предлагаемых к реализации мероприятий.

Источники финансирования определены для каждой выделенной группы проектов в разрезе по теплоснабжающим и/или теплосетевым организациям и представлены в таблице 12.8.

Таблица 12.8. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

№ группы проектов	Наименование	АО «КСГР» Зона ЕТО: 1
2022-2035		
Тепловые сети		
1	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)	Не предусмотрено
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	Плата за подключение
3	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	Плата за подключение
4	Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения	Не предусмотрено
5	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	Не предусмотрено
6	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления, концессия
7	Строительство и реконструкция насосных станций	Не предусмотрено
8	Организация закрытой схемы ГВС	Не предусмотрено
Источники тепловой энергии		

№ группы проектов	Наименование	АО «КСГР» Зона ЕТО: 1
11	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	Не предусмотрено
12	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы	Не предусмотрено
13	реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования	Не предусмотрено
14	реконструкция действующих котельных для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	Не предусмотрено
15	реконструкция действующих котельных для повышения эффективности работы	Не предусмотрено
16	реконструкция действующих котельных в связи с физическим износом оборудования	Амортизационные отчисления, концессия
17	Новое строительство для обеспечения существующих потребителей	Не предусмотрено
18	Газификация	Не предусмотрено

Объемы и источники финансирования мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению на весь период разработки схемы теплоснабжения представлены в таблице 12.9.

Таблица 12.9. Необходимые объемы и источники финансирования мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них на расчетный период разработки схемы теплоснабжения

№ п/п	Источники финансирования	Единица измерения	АО «КСГР» Зона ЕТО: 1	Итого по г. с.п. Новосветское:
2023-2035				
1.	Тариф	млн. руб.	35,76	35,76
1.1.	Амортизация	млн. руб.	35,76	35,76
1.2.	Инвестиционная составляющая	млн. руб.	0,00	0,00
2.	Плата за подключение	млн. руб.	86,38	86,38
3.	Прочие источники	млн. руб.	0,00	0,00
4.	Всего	млн. руб.	122,14	122,14

12.3. Оценка экономической эффективности инвестиций

12.3.1. Инвестиции в мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей, расходы на реализацию которых покрываются за счет ежегодных амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления — отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа.

Расчет амортизационных отчислений произведён по линейному способу амортизационных отчислений с учетом прироста в связи с реализацией мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению систем теплоснабжения в период 2023-2035 гг.

Мероприятия, финансирование которых обеспечивается за счет амортизационных отчислений, являются обязательными и направлены на повышение надежности работы систем теплоснабжения и обновление основных фондов. Данные затраты необходимы для повышения надежности работы энергосистемы, теплоснабжения потребителей тепловой энергией, так как ухудшение состояния оборудования и теплотрасс, приводит к авариям, а невозможность своевременного и качественного ремонта приводит к их росту. Увеличение аварийных ситуаций приводит к увеличению потерь энергии в сетях при транспортировке, в том числе сверхнормативных, что в свою очередь негативно влияет на качество, безопасность и бесперебойность энергоснабжения населения и других потребителей. Также необходимо отметить тот факт, что дальнейшая эксплуатация некоторых тепловых магистралей, согласно экспертным заключениям комиссий, невозможна.

В результате обновления оборудования источников тепловой энергии и тепловых сетей ожидается снижение потерь тепловой энергии при передаче по тепловым сетям, снижение удельных расходов топлива на производство тепловой энергии, в результате чего обеспечивается эффективность инвестиций.

12.3.2. Инвестиции, обеспечивающие финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению, направленные на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения

Источником инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для реализации мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения, является инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию.

При расчете инвестиционной составляющей в тарифе учитываются следующие показатели:

- расходы на реализацию мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и повышение качества оказываемых

услуг;

- экономический эффект от реализации мероприятий.

Эффективность инвестиций обеспечивается достижением следующих результатов:

- обеспечение возможности подключения новых потребителей;
- обеспечение развития инфраструктуры поселения, в том числе социально-значимых объектов;
- повышение качества и надежности теплоснабжения;
- снижение аварийности систем теплоснабжения;
- снижение затрат на устранение аварий в системах теплоснабжения;
- снижение уровня потерь тепловой энергии, в том числе за счет снижения сверхнормативных утечек теплоносителя в период ликвидации аварий;
- снижение удельных расходов топлива при производстве тепловой энергии;
- снижение численности ППР (при объединении котельных, выводе котельных из эксплуатации и переоборудовании котельных в ЦТП).

12.4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения

12.4.1. Основные принципы расчета ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

Расчет ценовых последствий для потребителей выполнен в соответствии с требованиями действующего законодательства:

- Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные Приказом ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760 э;
- Основы ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075;
- ФЗ № 190 от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении»;
- Расчет ценовых последствий для потребителей выполнен для двух видов цен (тарифов) в сфере теплоснабжения:
- тариф на тепловую энергию, поставляемую потребителям;

12.4.1.1. Тариф на тепловую энергию, поставляемую потребителям

Расчет ценовых последствий для потребителей выполнен для единственной зоны деятельности ЕТО. Согласно Главе 15 обосновывающих материалов «Обоснование предложений по определению единой теплоснабжающей организации» на территории Новосветского сельского поселения предлагается выделить несколько зон деятельности ЕТО:

- Зона деятельности ЕТО № 001, образованная на базе котельных, эксплуатируемых АО «КСГР»;

Ценовые последствия для потребителей тепловой энергии определены как изменение показателя «необходимая валовая выручка (НВВ), отнесенная к полезному отпуску», в течение расчетного периода схемы теплоснабжения.

Данный показатель отражает изменения постоянных и переменных затрат на производство, передачу и сбыт тепловой энергии потребителям.

Расчеты ценовых последствий произведены с учетом следующих допущений:

1. За базу приняты тарифные решения 2023 года;
2. Баланс тепловой энергии принят на уровне утвержденного на 2023 год (с учетом факта за 3 предыдущих года);
3. Индексы-дефляторы приняты в соответствии с прогнозом Минэкономразвития от 28.11.2018г.

12.4.2. Исходные данные для расчета ценовых последствий для потребителей

12.4.2.1. Зона деятельности ЕТО № 001, образованная на базе котельных АО «Коммунальные системы Гатчинского района»

В рассматриваемой зоне деятельности ЕТО № 001, эксплуатацию котельных осуществляет одна теплоснабжающая организация – АО «Коммунальные системы Гатчинского района», эксплуатацию системы транспорта тепловой энергии также осуществляет АО «Коммунальные системы Гатчинского района».

В качестве исходных данных для расчета ценовых последствий использованы показатели 2023 г., принятые с учетом утвержденных балансов тепловой энергии и прогнозных тарифных решений на 2024 г.

12.4.3. Производственная программа

Производственная программа на каждый год расчетного периода разработки схемы теплоснабжения при расчете ценовых последствий для потребителей определена с учетом ежегодных изменений следующих показателей:

- отпуск тепловой энергии в сеть;
- покупка тепловой энергии;
- расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях;
- полезный отпуск тепловой энергии.

Изменения перечисленных выше величин обусловлены следующими факторами:

- прирост тепловой нагрузки в результате присоединения перспективных потребителей;
- изменение величины потерь тепловой энергии в тепловых сетях в результате изменения характеристик участков тепловых сетей (протяженность, диаметр, способ прокладки, период ввода в эксплуатацию);
- изменение балансов тепловой энергии в результате изменения зон теплоснабжения и переключения групп потребителей между источниками.

12.4.4. Производственные издержки на источниках тепловой энергии

Для каждого года расчетного периода разработки схемы теплоснабжения на источниках теплоснабжения произведен расчет изменения производственных издержек:

- затраты на топливо;
- затраты электрической энергии на отпуск тепловой энергии в сеть;
- затраты на оплату труда персонала с учётом страховых отчислений;
- амортизационные отчисления, определяемые исходя из стоимости основных средств и срока их полезного использования, в соответствии с «Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы», утверждённой Постановлением Правительства РФ №1 от 01.01.2002 г.;
- прочие затраты.

При расчете ценовых последствий производственные издержки на каждый год расчетного периода определены с учетом изменения перечисленных выше издержек, а также с применением индексов-дефляторов для приведения величины затрат в соответствие с ценами соответствующих лет.

Численность промышленно-производственного персонала источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии определена на основании следующих документов:

- «Нормативы численности промышленно-производственного персонала ТЭС» (М., ОАО «ЦОТЭНЕРГО», 2004 г.);
- «Единые межотраслевые нормы обслуживания оборудования тепловых электростанций и гидроэлектростанций» (М., Энергонот, 1989 г.).
- Численность промышленно-производственного персонала котельных определена на основании:
- «Нормативов численности промышленно-производственного персонала котельных в составе электростанций и сетей», М., ОАО «ЦОТЭНЕРГО», 2004 г.;
- Рекомендаций по нормированию труда работников энергетического хозяйства», (М., ЦНИС, 1999 г.);
- «Рекомендаций по определению численности эксплуатационного персонала котельных, оборудованных паровыми котлами до 1,4 МПа (14 кгс/см²) и водогрейными котлами с температурой до 200°С» (Сантехпроект, М., 1992 г.);
- «Единых межотраслевых норм обслуживания рабочими оборудования тепловых электростанций» (М., 1973 г.).

Затраты на топливо определены исходя из годового расхода топлива и его цены с учетом индексов-дефляторов для соответствующего года. Перспективные топливные балансы для источников тепловой энергии представлены в Главе 10 обосновывающих материалов «Перспективные топливные балансы».

12.4.5. Производственные издержки по тепловым сетям

Производственные издержки по тепловым сетям включают в себя следующие элементы затрат:

- амортизационные отчисления по тепловой сети, определяемые исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования, в

соответствии с «Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы», утверждённой Постановлением Правительства РФ №1 от 1.01.2002 г.;

- затраты на оплату труда персонала;
- затраты на ремонт;
- затраты электроэнергии на транспортировку теплоносителя;
- затраты на компенсацию потерь тепловой энергии в тепловой сети;
- прочие затраты.

Результаты расчета перспективных ценовых последствий для потребителей приведены в таблице 12.10.

Таблица 12.10. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей

	Наименование	Ед. измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	Производственные показатели														
	Выработка	тыс. Гкал	38,81	44,42	46,84	48,05	49,26	50,47	51,68	52,90	54,11	55,11	55,11	55,11	55,11
	Отпуск в сеть	тыс. Гкал	37,70	43,31	45,73	46,94	48,15	49,36	50,57	51,79	53,00	54,00	54,00	54,00	54,00
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	31,32	36,92	39,34	40,55	41,76	42,96	44,17	45,38	46,59	47,47	47,47	47,47	47,47
	Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	Ресурсные расходы (РР)	тыс. руб	45995,33	56815,78	77948,99	82775,43	87863,26	93225,67	98876,50	104830,23	111102,06	117248,85	121938,80	126816,35	131889,01
2	Операционные расходы (ОР)	тыс. руб	48247,97	52590,29	55430,16	57647,37	59953,26	62351,39	64845,45	67439,27	70136,84	72942,31	75860,00	78894,40	82050,18
2.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб	5049,22	5503,65	5800,85	6032,88	6274,19	6525,16	6786,17	7057,62	7339,92	7633,52	7938,86	8256,41	8586,67
2.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб	8966,61	9773,61	10301,38	10713,44	11141,97	11587,65	12051,16	12533,20	13034,53	13555,91	14098,15	14662,08	15248,56
2.3.	Расходы на оплату труда	тыс. руб	8966,61	9773,61	10301,38	10713,44	11141,97	11587,65	12051,16	12533,20	13034,53	13555,91	14098,15	14662,08	15248,56
2.10.	Другие расходы	тыс. руб	25265,53	27539,43	29026,56	30187,62	31395,12	32650,93	33956,96	35315,24	36727,85	38196,97	39724,85	41313,84	42966,39
3	Неподконтрольные расходы (НР)	тыс. руб	6029,88	6029,88	10511,47	10867,07	10867,07	10867,07	10935,86	11100,42	11100,42	11150,93	11150,93	11150,93	11150,93
3.1.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.2.	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.3.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб	6029,88	6029,88	10511,47	10867,07	10867,07	10867,07	10935,86	11100,42	11100,42	11150,93	11150,93	11150,93	11150,93
3.4.	Налог на прибыль	тыс. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Капитальные вложения (инвестиции), предусматриваемые сценарием развития	тыс. руб		16446,99	23061,28	0,00	0,00	3439,62	8228,20	0,00	2525,13	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс. руб	7951,23	-4304,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	НВВ с инвестирующей	тыс. руб	108224,41	127578,85	166951,90	151289,86	158683,59	169883,76	182886,01	183369,92	194864,45	201342,08	208949,73	216861,68	225090,11
6.1.	Экономически обоснованный тариф	руб/Гкал	3455,54	3455,54	4244,03	3731,22	3800,26	3954,01	4140,14	4040,51	4182,37	4241,64	4401,91	4568,59	4741,94
6.2.	Тариф для населения (с НДС)	руб/Гкал	2800,00	2800,00	2906,40	3016,84	3131,48	3250,48	3374,00	3502,21	3635,29	3773,43	3916,83	4065,66	4220,16
6.3.	Рост тарифа год к году	%	-	0,00%	22,82%	-12,08%	1,85%	4,05%	4,71%	-2,41%	3,51%	1,42%	3,78%	3,79%	3,79%

ГЛАВА 13. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

Индикаторы развития систем теплоснабжения Новосветского сельского поселения приведены в таблице 13.1

Таблица 13.1. Индикаторы развития систем теплоснабжения Новосветского сельского поселения

Наименование показателя	Котельная №2 Новый Свет	Котельная №3 Торфяное	Котельная №29 Пригородный	Котельная №49 Пригородный	Котельная №54 Пригородный
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	182	167,4	202,2	209	251,4
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	1,84	2,67	1,49	4,16	7,75
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	0,27	0,14	0,09	0,24	0,14
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	216,52	192,23	244,75	281,56	209,26
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, городского округа, города федерального значения)	–	–	–	–	–
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	–	–	–	–	–
Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	–	–	–	–	–
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	более 30	более 30	более 30	9	9
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	–	–	–	–	–
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	–	–	–	–	–
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.	–	–	–	–	–

ГЛАВА 14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

14.1. Тарифно-балансовые расчеты модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Тарифно-балансовые расчеты модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения представлены в п.12.5 Главы 12.

14.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации

Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации представлены в п.12.5 Главы 12.

14.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей

Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения представлены в п.12.5 Главы 12.

Согласно полученным результатам анализа развития систем теплоснабжения по показателям:

- затраты на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии;
- затраты на реализацию мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них;
- ценовые последствия реализации мероприятий для потребителей тепловой энергии;

можно сделать вывод о том, что выполнение мероприятий является целесообразным.

Относительный рост тарифа за расчетный период схемы теплоснабжения относительно 2023 года составит по Новосветскому сельскому поселению:

- Экономически обоснованный: 51%;
- Для населения: 37%.

Динамика тарифных последствий для потребителей приведена на рисунке 14.1.

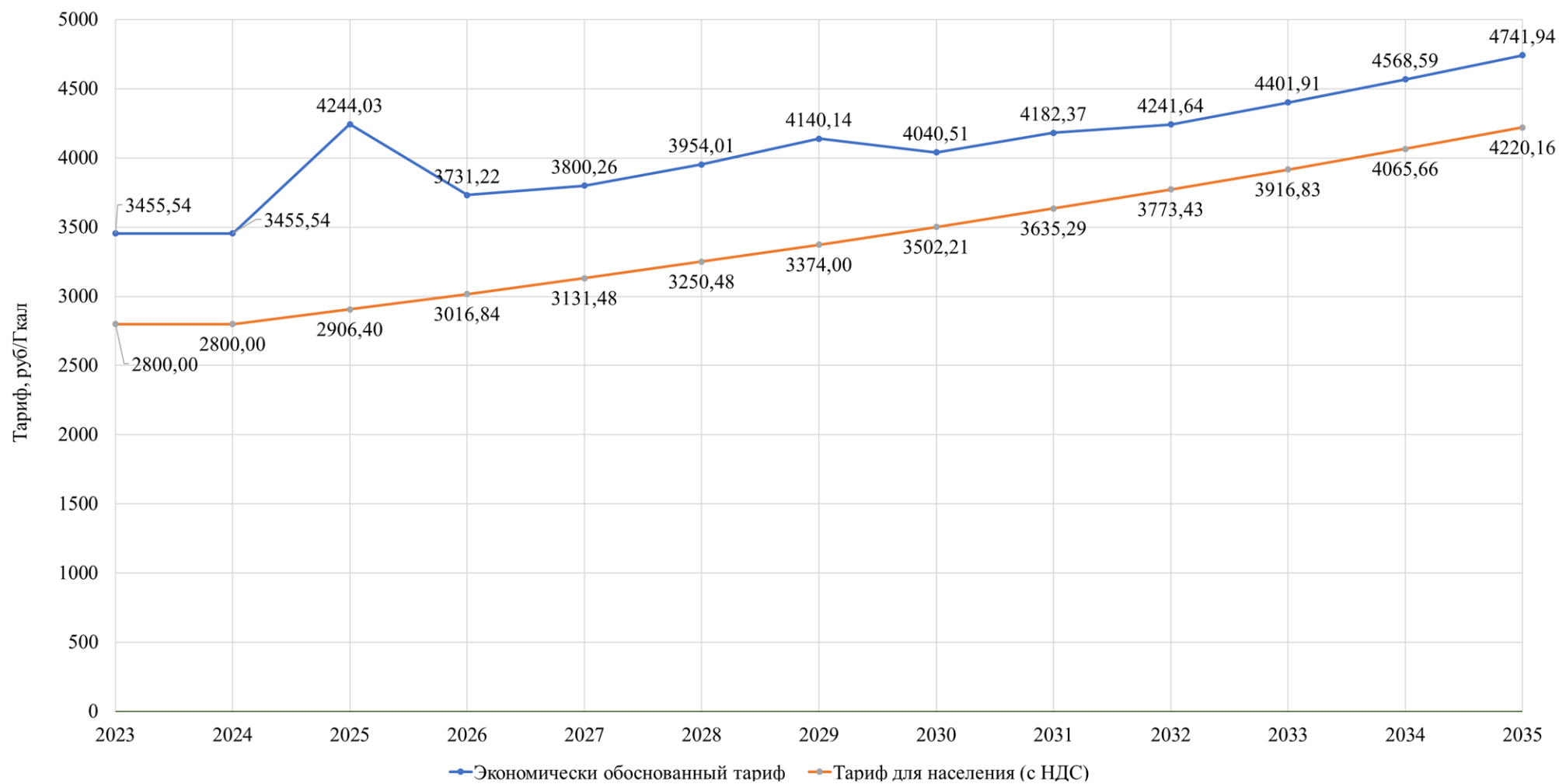


Рисунок 14.1. Результаты расчета ценовых последствий

ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

15.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения представлен в таблице 15.1.

Таблица 15.1. Реестр систем теплоснабжения Новосветского сельского поселения

Источник	Система теплоснабжения	Наименование теплоснабжающей организации
котельная №2	Система теплоснабжения п. Новый Свет	АО «Коммунальные системы Гатчинского района»
котельная №3	Система теплоснабжения п. Торфяное	АО «Коммунальные системы Гатчинского района»
котельная №29	Система теплоснабжения п. Пригородный	АО «Коммунальные системы Гатчинского района»
котельная №49	Система теплоснабжения п. Пригородный	АО «Коммунальные системы Гатчинского района»
котельная №54	Система теплоснабжения п. Пригородный	АО «Коммунальные системы Гатчинского района»

15.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, представлен в таблице 15.2.

Таблица 15.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций Новосветского сельского поселения

Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО в базовый период	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, владеющие объектами на праве собственности или ином законном основании	
			Источник	Тепловые сети
1	котельная №2	АО «Коммунальные системы Гатчинского района»	АО «Коммунальные системы Гатчинского района»	АО «Коммунальные системы Гатчинского района»
	котельная №3			
	котельная №29			
	котельная №49			
	котельная №54			

15.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организацией

Согласно п. 4 ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808 в проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

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

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

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

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

15.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданных в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения, на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

На момент актуализации Схемы теплоснабжения Новосветского сельского поселения заявки от теплоснабжающих организаций на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации не поступало.

15.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации

Зона действия АО «Коммунальные системы Гатчинского района» распространяется на котельные п. Новый Свет, п. Торфяное, п. Пригородный и относящиеся к ним тепловые сети.

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 и техническому перевооружению источников тепловой энергии представлен в таблице 16.1. Объем планируемых затрат указан учета НДС.

Таблица 16.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

№ п/п	Мероприятие	Срок реали- зации	Источ- ник инвес- тиций	Объем планируемых инвестиций по годам, тыс. руб.													
				2023-2035	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Реконструкция котельной №29 пос. Пригородный с заменой изношенного оборудования и элементов системы автоматики; ремонтом архитектурно-строительных элементов котельных установок на газообразном топливе	2025	ТСО	16292,11			16292,11										

16.2. Перечень мероприятий строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них представлен в таблице 16.2. Объем планируемых затрат указан без учета НДС.

Таблица 16.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них

№ п/п	Наименование	Год реализации	В ценах 2024 года, млн. руб.	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. с НДС											
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Реконструкция сетей котельной №2	2024	12951,92	12951,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Реконструкция сетей котельной №3	2025	3507,33	0,00	3653,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Реконструкция сетей котельной №49	2029	4316,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5255,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Реконструкция сетей котельной №54	2028	1950,78	0,00	0,00	0,00	0,00	2284,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Строительство сетей от котельной №2 (1)	2024	2889,27	2889,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Строительство сетей от котельной №3 (2)	2024	579,38	579,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Строительство сетей от котельной №2 (1)	2025	4622,83	0,00	4815,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Реконструкция сетей с изменением диаметра от котельной №2	2024	70052,10	70052,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Реконструкция сетей с изменением диаметра от котельной №3	2024	8233,94	8233,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

16.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения, на закрытые системы горячего водоснабжения

На территории Новосветского сельского поселения горячее водоснабжения осуществляется только от котельной №2. Присоединение потребителей выполнено по четырехтрубной схеме. Таким образом, мероприятия по переходу на закрытые системы горячего водоснабжения не требуются.

ГЛАВА 17. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

17.1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения

В период проведения работ по актуализации схемы теплоснабжения замечаний и предложений по внесению изменений в схему не поступало.

17.2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения

В период проведения работ по актуализации схемы теплоснабжения замечаний и предложений по внесению изменений в схему не поступало.

17.3. Перечень учтенных замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

В период проведения работ по актуализации схемы теплоснабжения замечаний и предложений по внесению изменений в схему не поступало.

ГЛАВА 18. СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Изменения, внесенные при актуализации в состав Главы 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения:

В связи с изменением базового года потребления, во всех главах Обосновывающих материалов схемы теплоснабжения скорректированы балансы тепловой энергии и топливные балансы.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения:

В части перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения были внесены следующие изменения:

- скорректирован базовый уровень потребления тепловой энергии, с учетом изменения состава и нагрузки объектов, подключенных к источникам с момента разработки Схемы теплоснабжения и до момента ее актуализации;
- скорректированы прогнозы приростов строительных площадей;
- внесены соответствующие изменения в прогнозы прироста тепловых нагрузок.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 3 Электронная модель системы теплоснабжения:

В электронную модель системы теплоснабжения МО при актуализации были добавлены новые существующие и перспективные потребители тепловой энергии.

В Главу 3 обосновывающих материалов были внесены соответствующие изменения в части гидравлического расчета тепловых сетей, построения новых пьезометрических графиков, изменения списка потребителей.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей:

В части перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки были внесены следующие изменения:

- скорректированы балансы мощности источников тепловой энергии базового уровня;
- внесены изменения в данные по подключенной нагрузке, с учетом объектов, подключенных к тепловым сетям в период с момента разработки Схемы теплоснабжения и до момента ее актуализации;
- внесены соответствующие изменения в прогнозы прироста тепловых нагрузок.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 5 Мастер план развития системы теплоснабжения:

- актуализирован состав мероприятий, предполагаемых к реализации;

Изменения, внесенные в актуализации Главы 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах:

В Главу 6, согласно актуализированным сценариям развития систем теплоснабжения муниципального образования, добавлены следующие данные:

- скорректированы значения перспективных балансов ВПУ с учетом изменения состава перспективных объектов.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 7 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии:

- скорректированы технико-экономические показатели работы источников тепловой энергии

Изменения, внесенные в актуализации Главы 8 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей:

- скорректированы балансы тепловой мощности и тепловой энергии в связи с изменением базового года теплоснабжения, состава установленного оборудования и уточненного перечня перспективных потребителей Схемы теплоснабжения;
- скорректированы капитальные затраты на реконструкцию и строительство

новых участков тепловых сетей.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения:

- скорректированы объемы работ и капитальные затраты на реализацию мероприятий.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 10 перспективные топливные балансы:

- значение топливных балансов скорректировано ввиду изменения состава присоединяемой нагрузки.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 11 Оценка надежности теплоснабжения:

В рамках рассмотрения вопроса оценки надежности теплоснабжения в программном обеспечении Zulu 2021 были произведены расчеты, согласно которым были получены следующие показатели надежности для участков тепловых сетей и потребителей:

- средняя частота отказов участков тепловой сети;
- среднее время восстановления отказавших участков;
- вероятность отказов и безотказной работы системы теплоснабжения;
- коэффициент готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки;
- значение недоотпуска тепловой энергии по причине отказов или простоев тепловых сетей.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение:

- скорректированы значения капитальных вложений в строительство и реконструкцию системы теплоснабжения.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения:

Глава 13 отражает основные индикаторы развития системы теплоснабжения, все полученные значения основаны на скорректированном ранее

базовом уровне потребления тепловой энергии, зафиксированных с момента прошлой актуализации аварий в системах теплоснабжения.

Изменения, внесенные в актуализации Главы 14 Ценовые (тарифные) последствия:

Глава 14 полностью основана на значениях, полученных в Главе 12 Обосновывающих материалов. В главе рассматривалось:

- влияние предлагаемых для реализации мероприятий на перспективную стоимость 1 Гкал;
- сравнение темпов роста тарифа с учетом реализацией проектов и под действием индексов-дефляторов.