



Схема теплоснабжения Кунашакского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2030г.

(актуализация на 2024г.)

ТОМ 2 ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

Разработал:
Индивидуальный
предприниматель



В.Н. Гилязов

2023г.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	13
ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ	15
ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....	20
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	24
Часть 1.1. Функциональная структура теплоснабжения	24
Часть 1.2. Источники тепловой энергии.	31
1.2.1. Общие сведения по источникам тепловой энергии.	31
Котельная №1 (СЦТ «мкр. №1»).	31
Котельная №2 (СЦТ «мкр. №2»).	32
Котельная №3 (СЦТ «мкр. Совхозный»).	33
Котельная СЦТ «Лесной».	34
1.2.2. Структура и технические характеристики основного оборудования.	35
1.2.3. Параметры установленной тепловой мощности	37
1.2.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии за 2022г.	37
1.2.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности «нетто».	37
1.2.6. Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.	38
1.2.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии).	38
1.2.8. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха.	39
1.2.9. Описание схемы выдачи тепловой мощности котельных.	43
1.2.10. Среднегодовая загрузка оборудования котельных.	43
1.2.11. Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в паровые и водяные тепловые сети.	44
1.2.12. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств.	44
1.2.13. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.	44
1.2.14. Сведения о предписаниях, выданных контрольно-надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельных.	44
1.2.15. 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.	45
1.2.16. Проектный и установленный топливный режим котельных.	45
1.2.17. Сведения о резервном топливе котельных.	45
1.2.18. Описание изменений в перечисленных характеристиках котельных в ретроспективном периоде.	46
1.2.19. Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных.	46
Часть 1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	49
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения.	49
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.	49
1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам.	54
1.3.4. Описание технологических схем тепловых пунктов с указанием количества и средней тепловой мощности тепловых пунктов.	56
1.3.5. Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления.	56
1.3.6. Типы и оборудование повысительных насосных станций.	56

1.3.7. Описание изменений, произошедших за ретроспективный период, в части строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.	56
1.3.8. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.	56
1.3.9. Краткие сведения о паровых сетях.	56
1.3.11. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.	57
1.3.12. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.	57
1.3.13. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.	57
1.3.14. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет.	67
1.3.15. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.	67
1.3.16. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.	67
1.3.17. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.	70
1.3.18. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.	70
1.3.19. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.	73
1.3.20. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.	73
1.3.21. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.	73
1.3.22. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.	73
1.3.23. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.	75
1.3.24. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.	75
1.3.25. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.	75
1.3.26. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.	75
1.3.27. Эксплуатационные показатели тепловых сетей и сооружений на них.	75
Часть 1.4. Зоны действия источников тепловой энергии	78
Часть 1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии	79
1.5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления.	79
1.5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.	81
1.5.3 Случаи (условия) применения для отопления жилых помещений в многоквартирных домах с централизованным теплоснабжением индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.	83
1.5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.	83
1.5.5. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.	88
1.5.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения.	88
1.5.7. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.	89

Часть 1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	90
1.6.1. Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.	90
1.6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.	90
1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю.	92
1.6.4. Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	92
1.6.5. Анализ резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.	92
Часть 1.7. Балансы теплоносителя.....	93
1.7.1. Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, работающих на единую тепловую сеть.	93
1.7.2. Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.	94
Часть 1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	96
1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.	96
1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.	96
1.8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки.....	96
1.8.4 Описание использования местных видов топлива	96
Часть 1.9. Надёжность теплоснабжения.	99
1.9.1. Общие положения.	99
1.9.2. Расчёт показателей надёжности сетей теплоснабжения.	101
1.9.3. Оценки надежности систем теплоснабжения по показателям, определяемым в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.....	104
1.9.4. Интегральные показатели оценки надежности теплоснабжения.	111
1.9.5. Выводы по надёжности систем централизованного теплоснабжения потребителей Кунашакского СП.	112
1.9.6. Пути повышения безотказности системы теплоснабжения.	112
Часть 1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	114
Часть 1.11. Цены и тарифы в сфере теплоснабжения.	115
1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (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.....	115
1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.	117
1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения.	118
1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.	119
Часть 1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения Кунашакского СП.	121
1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).	121
1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).	121

1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.	123
1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.	123
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.	123
Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.	124
Часть 2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.	124
Часть 2.2 Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе.	124
Часть 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.	129
Часть 2.4 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.	133
Часть 2.5 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе.	133
Часть 2.6 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.	133
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения.	138
Часть 3.1. Описание геоинформационной системы Zulu 8.	138
3.1.1 Общие положения.	138
3.1.2 Программно-расчётный комплекс ZuluThermo.	141
Часть 3.2. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения с полным топологическим описанием связности объектов.	142
Часть 3.3. Паспортизация объектов системы теплоснабжения.	142
Часть 3.4. Паспортизацию и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное.	143
Часть 3.5. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть.	143
3.5.1. Наладочный расчет тепловой сети.	144
3.5.2. Поверочный расчет тепловой сети.	144
3.5.3. Конструкторский расчет тепловой сети.	145
Часть 3.6. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии	146
Часть 3.7. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии.	147
Часть 3.8. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя.	148
Часть 3.9. Расчет показателей надежности теплоснабжения.	150
Часть 3.10. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения.	150
Часть 3.11. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.	151
Часть 3.12 Анализ гидравлических режимов СЦТ Кунашакского СП.	153
3.12.1 Общие положения.	153
3.12.2 Поверочный гидравлический расчёт.	153
Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.	173
Часть 4.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей	

располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки.	173
Часть 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
4.2.1 Гидравлический расчет передачи теплоносителя СЦТ «мкр. №1» с учётом подключения двух перспективных МКД по ул. Лесная и ул. Октябрьская, 11А.	174
4.2.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя СЦТ «мкр. №2» с учётом подключения перспективного объекта «Ледовая арена».	178
Часть 4.3 Выводы о резервах (дефицитах) мощности в существующих систем теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.	181
Часть 4.4 Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	181
Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения.	184
Часть 5.1 Основные принципы развития систем теплоснабжения Кунашакского СП.	184
Часть 5.2 Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения.	184
Часть 5.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения.	185
Часть 5.4 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей.	185
Часть 5.5 Описание изменений в мастер – плане развития систем теплоснабжения поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	186
Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.	187
Часть 6.1 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.	187
Часть 6.2 Сведения о наличии баков-аккумуляторов.	187
Часть 6.3 Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.	187
Часть 6.4 Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.	188
Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.	190
Часть 7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.	190
7.1.1 Определения.	190
7.1.2 Основная нормативно-правовая база.	190
7.1.3 Условия подключения к централизованным системам теплоснабжения.	191
7.1.4 Условия для организации поквартирного теплоснабжения малоэтажных МКД.	191
7.1.5 Условия для организации теплоснабжения МКД от общедомового газового теплогенератора.	194
7.1.6 Условия для организации индивидуального теплоснабжения индивидуальных жилых домов и блокированных жилых домов.	195
Часть 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.	197
Часть 7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения.	197
Часть 7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.	197
Часть 7.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.	197
Часть 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.	197
Часть 7.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.	198
Часть 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.	198
Часть 7.9 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	199
Часть 7.10 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.	199
Часть 7.11 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.	199
Часть 7.12 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения сельского поселения.	203
Часть 7.13 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.	203
Часть 7.14 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения.	204
Часть 7.15 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.	204
7.15.1 Основные положения и расчётные выражения методики определения РЭТ.	205
Часть 7.16 Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизации источников тепловой энергии.	207
Часть 7.17 Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.	207
Часть 7.18 Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления на коллекторах существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	208
Часть 7.19 Определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке.	208
Часть 7.20 Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.	208
Часть 7.21 Основные решения по развитию систем теплоснабжения.	208
Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.	213
Часть 8.1 Предложения по реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).	213
Часть 8.2 Предложений по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения.	213
Часть 8.3 Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.	213
Часть 8.4 Предложения по строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.	213
Часть 8.5 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.	215
Часть 8.6 Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.	215
Часть 8.7 Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.	215
Часть 8.8 Предложения по строительству и реконструкции насосных станций.	215
Часть 8.9 Наладка гидравлического режима теплосетей и иные предложения, направленные на повышение эффективности централизованного теплоснабжения.	217
Часть 8.10 Описание изменений в предложениях по строительству и реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схем теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них.	218

Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения.	219
Глава 10. Перспективные топливные балансы.	220
Часть 10.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения.	220
Часть 10.2 Результаты расчётов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива.	226
Часть 10.3 Виды топлива, потребляемые источниками тепловой энергии.	228
Часть 10.4. Преобладающий в поселении вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в поселении.	228
Часть 10.5 Приоритетное направление развития топливного баланса поселения.	228
Часть 10.6 Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии.	228
Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения.	229
Часть 11.1 Методы и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения.	230
Часть 11.2 Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей, среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения.	230
Часть 11.3 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения Кунашакского СП и мероприятия по повышению надёжности систем теплоснабжения.	231
Часть 11.4 Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.	231
Часть 11.5 Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки.	233
Часть 11.6 Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии.	233
Часть 11.7 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.	234
Часть 11.8 Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения.	235
Часть 11.9 Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них.	236
Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.	237
Часть 12.1: Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.	237
Часть 12.2 Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.	237
12.2.1 Внутренние источники собственных средств.	239
12.2.2 Внешние (привлеченные) источники денежных средств.	240
12.2.3 Выводы по Части 12.2	244
Часть 12.3 Расчеты экономической эффективности инвестиций.	244
12.3.2 Данные для расчётов показателей эффективности ИП.	248
12.3.3 Общие выводы по ИП:	248
Часть 12.4 Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.	251
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения.	252
Часть 13.1 Результаты оценки существующих и перспективных значений следующих индикаторов развития систем теплоснабжения, рассчитанных в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.	252
Часть 13.2 Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения.	252
Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия	254
Часть 14.1 Общие положения.	254
Часть 14.2 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.	255
Глава 15. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации.	260

Часть 15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения.	260
Часть 15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации.	262
Часть 15.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией.	262
Часть 15.4 Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения, на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.	266
Часть 15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации.	267
Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения.	273
Часть 16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии.	273
Часть 16.2 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.	273
Часть 16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения.	273
Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения.	274
17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при актуализации и утверждении схемы теплоснабжения.	274
17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения.	274
17.3 Перечень учтённых замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесённых в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.	274
Глава 18. Сводный том изменений и дополнений, выполненных при актуализации схемы теплоснабжения.	275
18.1 Изменения внесённые в утверждаемую часть схемы теплоснабжения.	275
18.2 Изменения, внесённые в обосновывающие материалы схемы теплоснабжения.	275
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	289

ПЕРЕЧЕНЬ ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 1 Границы Кунашакского СП на карте Кунашакского муниципального района и расположение населённых пунктов поселения.	22
Рисунок 2 Существующие зоны действия систем теплоснабжения и расположение котельных в с. Кунашак.	29
Рисунок 3 Существующая зона действия системы теплоснабжения в п. Лесной.	30
Рисунок 4 Схема сетей теплоснабжения СЦТ «мкр. №1».	50
Рисунок 5 Схема сетей теплоснабжения СЦТ «мкр. №2».	51
Рисунок 6 Схема сетей теплоснабжения СЦТ «мкр. «Совхозный».	52
Рисунок 7 Схема сетей теплоснабжения СЦТ «Лесной».	53
Рисунок 8 Структура теплосетей в зависимости от способа прокладки.	54
Рисунок 9 Пьезометрический график №1 СЦТ «мкр. №1».	59
Рисунок 10 Пьезометрический график №2 СЦТ «мкр. №1».	60
Рисунок 11 Пьезометрический график №3 СЦТ «мкр. №1».	61
Рисунок 12 Пьезометрический график №1 СЦТ «мкр. №2».	62
Рисунок 13 Пьезометрический график №2 СЦТ «мкр. №2».	63
Рисунок 14 Пьезометрический график СЦТ «мкр. Совхозный».	64
Рисунок 15 Пьезометрический график №1 СЦТ «Лесной».	65
Рисунок 16 Пьезометрический график №2 СЦТ «Лесной».	66
Рисунок 17 Структура тепловых нагрузок в зависимости от категории потребителей.	81
Рисунок 18 Распределение тепловых нагрузок между СЦТ поселения.	81
Рисунок 19 Виды технологических нарушений в тепловых сетях.	100
Рисунок 20 Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети.	102
Рисунок 21 Динамика средневзвешенного тарифа на отпущенную тепловую энергию за период с 2017 по 2023гг.	117
Рисунок 22 Структура тарифа на тепловую энергию, установленного для АО «Челябоблкоммунэнерго» на 2023г.	118
Рисунок 23 «Скан» результатов поверочного гидравлического расчёта по СЦТ «мкр. №1».	155
Рисунок 24 «Скан» результатов поверочного гидравлического расчёта по СЦТ «мкр. №2».	155
Рисунок 25 «Скан» результатов поверочного гидравлического расчёта по СЦТ «мкр. Совхозный».	156

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Рисунок 26 «Скан» результатов поверочного гидравлического расчёта по СЦТ «Лесной».	156
Рисунок 27 Фрагмент схемы сети теплоснабжения в месте присоединения к СЦТ «мкр. №1» новых объектов.	175
Рисунок 28 Пьезометрический график по результатам гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №1» от котельной №1 до перспективного МКД по ул. Лесная.	176
Рисунок 29 Пьезометрический график по результатам гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №1» от котельной №1 до перспективного МКД по ул. Октябрьская, 11.	177
Рисунок 30 Фрагмент схемы сети теплоснабжения в месте присоединения к СЦТ «мкр. №2» перспективного объекта «Ледовая арена».	179
Рисунок 31 Пьезометрический график по результатам гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №2» от котельной №2 до перспективного объекта «Ледовая арена».	180
Рисунок 32 Виды малоэтажных домов.	190
Рисунок 33 Перспективные зоны действия систем теплоснабжения в с. Кунашак.	210
Рисунок 34 Перспективная зона действия СЦТ в п. Лесной.	211
Рисунок 35 Зависимости оптимальной скорости воды от диаметра труб.	214
Рисунок 36 Примеры «планшетных» ИТП.	219
Рисунок 37 Прогнозируемая динамика усреднённого КПД котельных и эффективности систем теплоснабжения.	220
Рисунок 38 Распределение затрат при реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения в зависимости от источников финансирования.	249
Рисунок 39 Динамика тарифа на тепловую энергию.	258

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1 Общая информация об административно-территориальном устройстве, показатели жилищного фонда и численность населения.	21
Таблица 2 Информация об обеспеченности территории Кунашакского СП централизованными системами коммунальной инфраструктуры.	22
Таблица 3 Климатические характеристики	23
Таблица 4 Данные по теплоснабжающим организациям.	25
Таблица 5 Сведения по источникам децентрализованного теплоснабжения, с указанием основных параметров.	26
Таблица 6 Общие сведения по СЦТ Кунашакского СП.	27
Таблица 7 Сведения о балансовой принадлежности и эксплуатационных зонах СЦТ Кунашакского СП.	28
Таблица 8 Информация о наличии средств учета энергоресурсов на теплоисточниках.	31
Таблица 9 Перечень насосного оборудования с указанием основных параметров.	35
Таблица 10 Перечень основного теплофикационного оборудования с указанием основных параметров.	36
Таблица 11 Параметры установленной тепловой мощности источников тепловой энергии за 2022г.	37
Таблица 12 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии за 2022г.	37
Таблица 13 Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.	38
Таблица 14 Утвержденный температурный график Котельной №1 (СЦТ «мкр. №1»).	40
Таблица 15 Утвержденный температурный график Котельной №2 (СЦТ «мкр. №2»).	41
Таблица 16 Утвержденный температурный график по котельным СЦТ «мкр. «Совхозный» и СЦТ «Лесной».	42
Таблица 17 Давление теплоносителя на «подаче» и в «обратке».	43
Таблица 18 Среднегодовая загрузка основного оборудования котельных за 2022 год.	43
Таблица 19 Установленный топливный режим котельных за 2022г.	45
Таблица 20 Нормативы удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии источниками тепловой энергии.	46
Таблица 21 Динамика изменения эксплуатационных показателей отдельно по каждой котельной Кунашакского СП.	47
Таблица 22 Динамика изменения эксплуатационных показателей в целом по котельным Кунашакского СП.	48
Таблица 23 Основные характеристики и параметры сетей теплоснабжения.	55
Таблица 24 Информация по нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.	72
Таблица 25 Сведения об оснащённости потребителей приборами коммерческого учёта тепловой энергии в Кунашакском СП.	74
Таблица 26 Динамика изменения эксплуатационных показателей тепловых сетей и сооружений на них отдельно по каждой СЦТ.	76

Таблица 27 Динамика изменения эксплуатационных показателей тепловых сетей и сооружений на них в целом по всем СЦТ.	76
Таблица 28 Параметры зон централизованного теплоснабжения.	78
Таблица 29 Спрос на тепловую мощность в РЭТД.	79
Таблица 30 Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в ретроспективный период (расчётная таблица).	80
Таблица 31 Значения УТМ, расчетных тепловых нагрузок источников тепловой энергии и расчётных (договорных) тепловых нагрузок потребителей в ретроспективный период (прим.: ист. данных - таблица 30).	82
Таблица 32 Сведения о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии отдельно по каждой СЦТ Кунашакского СП за 2019г.	84
Таблица 33 Сведения о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии отдельно по каждой СЦТ Кунашакского СП за 2020г.	85
Таблица 34 Сведения о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии отдельно по каждой СЦТ Кунашакского СП за 2021г.	86
Таблица 35 Сведения о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии отдельно по каждой СЦТ Кунашакского СП за 2022г.	87
Таблица 36 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Кунашакского СП.	89
Таблица 37 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии за базовый год (прим.: ист. данных - таблица 30).	91
Таблица 38 Баланс производительности ВПУ и подпитки теплосети по итогам работы в 2019г., 2020г., 2021г. и в 2022г.	95
Таблица 39 Топливный баланс по каждой котельной СЦТ поселения по итогам работы в 2019г., 2020г., 2021г. и в 2022г.	97
Таблица 40 Топливный баланс в целом по СЦТ Кунашакского СП по итогам работы в 2019г., 2020г., 2021г. и в 2022г.	98
Таблица 41 Результаты оценки надежности СЦТ Кунашакского СП.	110
Таблица 42 Интегральные показатели оценки надежности теплоснабжения в целом по СЦТ Кунашакского СП.	111
Таблица 43 Техничко-экономические показатели ТСО за период с 2018 по 2022гг.	114
Таблица 44 Динамика тарифов на отпущенную тепловую энергию за период с 2017 по 2023гг.	116
Таблица 45 Динамика изменения тарифов на тепловую энергию (в %) и уровень инфляции за период с 2017 по 2023гг.	117
Таблица 46 Структура тарифа на тепловую энергию установленного для АО «Челябоблкоммунэнерго» на 2023г.	118
Таблица 47 Индикаторы развития каждой СЦТ Кунашакского СП по итогам работы в 2019г., 2020г., 2021г. и 2022г.	122
Таблица 48 Реестр выданных технических условий на подключение объектов капитального строительства к СЦТ.	125
Таблица 49 Общий прогноз приростов площади строительных фондов.	126
Таблица 50 Базовый уровень потребления тепловой энергии по СЦТ Кунашакского СП с разделением по категориям потребителей и виду потребления.	127
Таблица 51 Плановые показатели полезного отпуска тепловой энергии на 2023г. и на 2024г.	128
Таблица 52 Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию для перспективного жилищного фонда.	129
Таблица 53 Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию для перспективного общественного фонда.	130
Таблица 54 Удельные среднечасовые тепловые нагрузки на нужды ГВС.	132
Таблица 55 Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в зоне действия СЦТ «мкр. №1».	134
Таблица 56 Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в зоне действия СЦТ «мкр. №2».	135
Таблица 57 Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в зоне действия СЦТ «мкр. Совхозный».	136
Таблица 58 Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в зоне действия СЦТ «Лесной».	137
Таблица 59 Результаты гидравлического расчёта (Источник) по СЦТ Кунашакского СП.	157
Таблица 60 Перечень потребителей и результаты гидравлического расчёта СЦТ Кунашакского СП.	157
Таблица 61 Перечень участков тепловой сети и результаты гидравлического расчёта СЦТ Кунашакского СП.	161
Таблица 62 Результаты гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №1» с учётом подключения двух МКД по ул. Лесная и ул. Октябрьская, 11А.	174
Таблица 63 Результаты гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №2» с учётом подключения перспективного объекта «Ледовая арена».	178
Таблица 64 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «мкр. №1».	182
Таблица 65 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «мкр. №2».	182
Таблица 66 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «мкр. Совхозный».	183

Таблица 67 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «Лесной»	183
Таблица 68 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя тепло потребляющими установками потребителей.	188
Таблица 69 Перечень ИЖД и малоэтажных блокированных жилых домов, которые рекомендуется перевести на индивидуальное теплоснабжение от автономных газовых теплогенераторов.	196
Таблица 70 Варианты организации теплоснабжения малоэтажных жилых домов.	202
Таблица 71 Предложения по величине УТМ источников тепловой энергии СЦТ Кунашакского СП.	209
Таблица 72 Предложения строительству источников тепловой энергии.	212
Таблица 73 Предложения по реконструкции и техническому перевооружению существующих источников тепловой энергии.	212
Таблица 74 Перечень мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению сетей теплоснабжения.	216
Таблица 75 Проекты, направленные на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями.	216
Таблица 76 Общий топливный баланс, совмещённый с балансом тепловой энергии, в целом по СЦТ Кунашакского СП.	221
Таблица 77 Существующий и перспективный топливный баланс СЦТ «мкр. №1».	222
Таблица 78 Существующий и перспективный топливный баланс СЦТ «мкр. №2».	222
Таблица 79 Существующий и перспективный топливный баланс СЦТ «мкр. «Совхозный».	223
Таблица 80 Существующий и перспективный топливный баланс СЦТ «Лесной».	223
Таблица 81 Результаты расчетов по каждой СЦТ перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов.	224
Таблица 82 Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, в зависимости от вида топлива и способа его доставки.	227
Таблица 83 Результаты расчётов нормативных запасов топлива.	227
Таблица 84 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения Кунашакского СП.	232
Таблица 85 Перечень предложений (проектов, мероприятий), предусмотренных схемой теплоснабжения оказывающих влияние на надёжность теплоснабжения.	236
Таблица 86 Реестр проектов схемы теплоснабжения и график финансирования.	238
Таблица 87 Индексы-дефляторы и прогноз роста цен на ТЭР.	250
Таблица 88 Индикаторы развития систем теплоснабжения Кунашакского СП.	253
Таблица 89 Прогноз динамики тарифа на тепловую энергию.	259
Таблица 90 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень ТСО.	261
Таблица 91 Реестр ЕТО, содержащий перечень систем теплоснабжения по состоянию на апрель 2023г.	262
Таблица 92 Рекомендуемый результат присвоения статуса ЕТО при утверждении схемы теплоснабжения.	267
Таблица 93 Границы зон деятельности ЕТО: АО "Челябоблкоммунэнерго".	268
Таблица 94 Границы зон деятельности ЕТО: МУП «Балык».	271

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1 Перечень потребителей, подключенных к СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок.	276
Приложение 2 Перечень потребителей, подключенных СЦТ «Лесной» с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок.	281
Приложение 3 Копии лицензий ГИС «Zulu-8» (базовый модуль) и ПРК «Zulu Thermo» (поверочный модуль).	282
Приложение 4 Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения.	284
Приложение 5 Структура шифра проектов (мероприятий) в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№212.	288

ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения Кунашакского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2030г. (далее по тексту – схема теплоснабжения) выполнена во исполнение требований Федерального Закона от 27.07.2010г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», устанавливающего статус схемы теплоснабжения, как документа, разрабатываемого в целях удовлетворения спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель, обеспечения надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом при минимальном воздействии на окружающую среду, а также экономического стимулирования развития систем теплоснабжения и внедрения энергосберегающих технологий.

Схема теплоснабжения Кунашакского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2030г. разработана в 2020г. и утверждена Решением Собрания депутатов Кунашакского района Челябинской области от 08.12.2020г. №80.

Актуализированная на 2023г. схема теплоснабжения утверждена Постановлением Администрации Кунашакского района Челябинской области от 24.10.2022г. №1536.

Актуализация схемы теплоснабжения на 2024год проводилась Индивидуальным предпринимателем Гилязовым В.Н. в соответствии с условиями муниципального контракта 01.03.2023г. №47.

Основной нормативно-правовой базой для разработки схемы теплоснабжения являются следующие документы:

- Федеральный закон от 27 июля 2010 г № 190-ФЗ "О теплоснабжении";
- Постановление Правительства РФ от 22 Февраля 2012 г. № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения";
- Приказ Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 "Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения".

Основные принципы разработки схемы теплоснабжения:

- а) обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;
- б) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
- в) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для организации теплоснабжения с учетом экономической обоснованности;
- г) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- д) минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на единицу потребляемой тепловой энергии для потребителя в долгосрочной перспективе;
- е) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- ж) согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения.

При актуализации схемы теплоснабжения использовались исходные данные, предоставленные администрацией Кунашакского муниципального района (далее по тексту – Кунашакский МР) и теплоснабжающими организациями, в том числе следующие документы и источники:

- Схема территориального планирования (ТП) Кунашакского МР;
- Генеральный план с. Кунашак;
- Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры МО Кунашакское сельское поселение Кунашакского района на период 2018-2020 годы и на перспективу до 2027 года;
- Схема теплоснабжения Кунашакского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2030г. актуализированная на 2023г.
- Температурные графики, схемы сетей теплоснабжения, технологические схемы источников тепловой энергии, сведения по основному оборудованию, данные по присоединенной тепловой нагрузке и т.п.;
- Показатели хозяйственной и финансовой деятельности теплоснабжающей организации (данные с официального сайта Федеральной антимонопольной службы «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru>);
- Статистическая отчетность теплоснабжающих организаций о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном выражении;
- Предложения теплоснабжающих организаций по внесению изменений в схему теплоснабжения;
- Данные с официального сайта администрации Кунашакского МР (<https://kunashak.ru>).

Схема теплоснабжения включает мероприятия по созданию, модернизации, реконструкции и развитию централизованных систем теплоснабжения, повышению надежности функционирования этих систем и обеспечивающие комфортные и безопасные условия для проживания людей на территории Кунашакского СП.

Обоснование решений (рекомендаций) при разработке схемы теплоснабжения осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов развития систем теплоснабжения в целом и отдельных ее частей (локальных зон теплоснабжения) с учётом опыта внедрения предлагаемых мероприятий.

Схема теплоснабжения состоит из трёх томов.

Первый том - Схема теплоснабжения Кунашакского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2030 года - состоит из одной книги (утверждаемая часть схемы теплоснабжения), включающей результаты расчётов, основные выводы и решения по схеме теплоснабжения.

Второй том - Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2030 года - состоит из одной книги включающей в себя описательную и расчётно-аналитическую части, а также графические материалы.

Третий том - Исходные данные для разработки схемы теплоснабжения Кунашакского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2030 года» состоит из одной книги включающей в себя копии первичных документов, использованных при разработке схемы теплоснабжения.

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

В настоящем документе используются следующие термины и сокращения:

Термины.

Энергетический ресурс – носитель энергии, энергия которого используется или может быть использована при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, а также вид энергии (атомная, тепловая, электрическая, электромагнитная энергия или другой вид энергии).

Энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг).

Энергетическая эффективность – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Техническое состояние – совокупность параметров, качественных признаков и пределов их допустимых значений, установленных технической, эксплуатационной и другой нормативной документацией.

Испытания – экспериментальное определение качественных и/или количественных характеристик параметров энергооборудования при влиянии на него факторов, регламентированных действующими нормативными документами.

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.

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.).

Реконструкция — процесс изменения устаревших объектов, с целью придания свойств новых в будущем. Реконструкция объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов) — изменение параметров объекта капитального строительства, его частей. Реконструкция линейных объектов (водопроводов, канализации) — изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса,

категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов (пропускной способности и других) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

Реконструкция основного средства – это работы по переустройству объекта, связанному с совершенствованием производства. Целью реконструкции может быть увеличение производственных мощностей, улучшение качества или изменение номенклатуры продукции (п. 2 ст. 257 НК РФ).

Консервация основных средств – работы по доведению временно неиспользуемых основных средств до состояния, в котором обеспечивается наилучшая сохранность их технических (технологических, эксплуатационных) свойств, уменьшается воздействие негативных факторов окружающей среды и т. п.

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.

Модернизация (техническое перевооружение) - обновление объекта, приведение его в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями, показателями качества.

Техническое перевооружение – это комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств или их отдельных частей. Техническое перевооружение проводится путем модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным (п. 2 ст. 257 НК РФ).

Теплосетевые объекты - объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии.

Элемент территориального деления - территория поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц.

Расчетный элемент территориального деления - территория поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

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 (источник: Федеральный закон №190 «О теплоснабжении»).

Коэффициент использования теплоты топлива (КИТТ) – показатель энергетической эффективности каждой зоны действия источника тепловой энергии, доля теплоты, содержащейся в топливе, полезно используемой на выработку тепловой энергии (электроэнергии) в котельной (на электростанции).

Материальная характеристика тепловой сети - сумма произведений наружных диаметров трубопроводов участков тепловой сети на их длину.

Удельная материальная характеристика тепловой сети - отношение материальной характеристики тепловой сети к тепловой нагрузке потребителей, присоединенных к этой тепловой сети.

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 - год, предшествующий году разработки и утверждения первичной схемы теплоснабжения поселения, городского округа.

Базовый период актуализации - год, предшествующий году, в котором подлежит утверждению актуализированная схема теплоснабжения поселения, городского округа.

Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения - раздел схемы теплоснабжения (актуализированной схемы теплоснабжения), содержащий описание сценариев развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения и обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

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.

Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения - документ в электронной форме, в котором представлена информация о характеристиках систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

Коэффициент использования установленной тепловой мощности (КИУТМ) — равен отношению среднеарифметической тепловой мощности к установленной тепловой мощности котельной за определённый интервал времени.

Централизованная система горячего водоснабжения - комплекс технологически связанных между собой инженерных сооружений, предназначенных для горячего водоснабжения путем отбора горячей воды из тепловой сети (далее - открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения) или из сетей горячего водоснабжения либо путем нагрева воды без отбора горячей воды из тепловой сети с использованием центрального теплового пункта (далее - закрытая система горячего водоснабжения).

Нецентрализованная система горячего водоснабжения - сооружения и устройства, в том числе индивидуальные тепловые пункты, с использованием которых приготовление горячей воды осуществляется абонентом самостоятельно.

Система теплоснабжения децентрализованная (автономная): Теплоснабжение одного потребителя от одного источника тепловой энергии (ист.: СП 89.13330.2016).

Потребитель тепловой энергии: Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установок либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления (ист.: СП 89.13330.2016).

Теплосетевая организация - организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии и соответствующая утвержденным Правительством Российской Федерации критериям (см. п. 56(1) и п.56(2) в Постановлении Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации...") отнесения собственников или иных законных владельцев тепловых сетей к

теплосетевым организациям (ист.: ст. 2 Федерального Закона от 27.07.2010г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»).

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 (ист.: ст. 2 Федерального Закона от 27.07.2010г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»).

Сокращения.

АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учёта энергоресурсов.

АГБМК – автоматическая газовая блочно-модульная котельная.

БМК – блочно-модульная котельная.

ВПУ – водоподготовительные установки

г.п. – городское поселение.

ГВС – система горячего водоснабжения.

ГИС – геоинформационная система.

ЕТО – единая теплоснабжающая организация.

ИТП – индивидуальный тепловой пункт.

ИЖФ - индивидуальный жилой фонд.

ИЖД - индивидуальный жилой дом.

КИП – контрольно-измерительные приборы.

КИТТ - коэффициент использования теплоты топлива

кг.у.т. - килограмм условного топлива.

МКД – многоквартирный жилой дом.

МО – муниципальное образование.

НДТ – наилучшие доступные технологии.

НТД – нормативно-техническая документация.

НС – насосная станция;

нд – нет данных;

ОМ – обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения

ПВ – приточная вентиляция.

ПИР – проектно-изыскательские работы.

ПНР – пуско-наладочные работы.

ПНС – повышающая насосная станция.

ПК – поселковая котельная.

ПРК – программно – расчётный комплекс.

РТМ – располагаемая тепловая мощность.

РНИ – режимно-наладочные испытания.

РК – районная котельная.

РЧВ – резервуары чистой воды.

РЭТД – расчётный элемент территориального деления.

СЦТ – централизованная система теплоснабжения.

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы.

ТСО – теплоснабжающая организация.

ТС – тепловые сети.

ТК – тепловая камера.

т.у.т. – тонна условного топлива.

УРУТ - удельный расход условного топлива на 1ГКал выработанного тепла.

УТМ – установленная тепловая мощность.

УРЭ – удельный расход электроэнергии.

ФГИС ТП - Федеральная государственная информационная система территориального планирования.

ХВС - система холодного водоснабжения.

ЦТП – центральный тепловой пункт.

SCADA – система визуализации и оперативно-диспетчерского управления.

ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Административно-территориальное устройство

Муниципальное образование Кунашакское СП находится на территории Кунашакского МР Челябинской области.

В состав Кунашакского СП входят восемь населенных пунктов. Административным центром Кунашакского СП является с. Кунашак.

По данным Федеральной службы государственной статистики (<http://chelstat.gks.ru>):

- общая численность населения СП по состоянию на 2022 год составляет 8413 человек;
- общая численность населения СП по состоянию на 2021 год составляла 8399 человек;
- площадь территории СП по состоянию на 2021 год составляет 39223 га.

Общая информация об административно-территориальном устройстве Кунашакского СП приведена в таблице 1.

Границы Кунашакского СП на карте Кунашакского муниципального района и расположение населённых пунктов поселения представлено на рис. 1.

Транспорт

Через Кунашакское СП проходит автомобильная трасса федерального значения «М5» (участок «Екатеринбург-Челябинск») и железнодорожная магистраль «Екатеринбург-Оренбург».

Коммунальная инфраструктура.

Информация об обеспеченности территории Кунашакского СП централизованными системами коммунальной инфраструктуры по состоянию на 2022 год сведена в таблицу 2.

Теплоснабжение.

Централизованное теплоснабжение организовано в с. Кунашак (три котельные) и в п. Лесной (одна котельная). Все котельные централизованного теплоснабжения в качестве основного топлива используют природный газ.

В с. Кунашак источники децентрализованного (индивидуального) теплоснабжения предусмотрены для следующих социальных объектов: бассейн «Дельфин» - газовая котельная; новая СОШ по ул. Челябинская, 3 - блочно-модульная газовая котельная; борцовский зал по ул. Коммунистическая, 13 «б» - блочно-модульная газовая котельная; здания филиала ГБПОУ «Бакальский техникум профессиональных технологий и сервиса имени М.Г. Ганиева» - твёрдотопливная котельная. В д. Борисовка и п. Маяк для теплоснабжения школ и дома культуры эксплуатируется две старые угольные котельные.

Водоснабжение и водоотведение.

Централизованное водоснабжение предусмотрено в четырёх населённых пунктах Кунашакского СП: с. Кунашак, п. Лесной, п. Маяк и д. Борисовка. Источником водоснабжения являются подземные воды, добываемые из скважин.

Централизованное водоотведение предусмотрено в двух населённых пунктах Кунашакского СП: с. Кунашак и в п. Лесной. В п. Лесной функционируют канализационные очистные сооружения (КОС). В с. Кунашак КОС находятся в аварийном состоянии и не эксплуатируются. КОС с. Кунашак фактически работают как отстойник, неочищенные ХБС сбрасываются на рельеф местности.

Централизованное горячее водоснабжение предусмотрено в отопительный период только для четырёх МКД в с. Кунашак.

Электроснабжение.

Электрифицированы все населённые пункты Кунашакского СП.

Газоснабжение.

Централизованное газоснабжение сетевым природным газом предусмотрено в двух населённых пунктах Кунашакского СП: с. Кунашак и п. Лесной. Газоснабжение п. Лесной и с. Кунашак осуществляется по магистральному газопроводу высокого давления, проложенного со стороны с. Кунашак до ГРП, расположенного на западной окраине п. Лесной.

Таблица 1 Общая информация об административно-территориальном устройстве, показатели жилищного фонда и численность населения.

№пп	Наименование населённого пункта	Численность населения по состоянию на 2021год, чел	Общая площадь жилищного фонда на 2021г, тыс.м.кв.	Количество МКД (5 этаж. и выше), шт	Количество МКД (3-4 этаж.), шт	Количество МКД (2 этаж.), шт	Общее количество МКД, шт	Общая площадь МКД, тыс.м.кв.	Количество жилых домов блокированной застройки (одноэтажные МКД) и индивидуальных жилых домов (ИЖД), шт	Общая площадь жилых домов блокированной застройки (одноэтажные МКД) и индивидуальных жилых домов (ИЖД), м.кв.
1	д. Арыкова	2	нет данных	0	0	0	0	нет данных	нет данных	нет данных
2	д. Борисовка	585	нет данных	0	0	0	0	нет данных	нет данных	нет данных
3	д. Канзафарова	156	нет данных	0	0	0	0	нет данных	нет данных	нет данных
4	п. Кунашак ж/д ст.	64	нет данных	0	0	0	0	нет данных	нет данных	нет данных
5	с. Кунашак	6646	нет данных	1	6	31	38	нет данных	нет данных	нет данных
6	п. Лесной	398	нет данных	0	2	4	6	нет данных	нет данных	нет данных
7	п. Маяк	510	нет данных	0	0	0	0	нет данных	нет данных	нет данных
8	п. Разъезд № 3	38	нет данных	0	0	0	0	нет данных	нет данных	нет данных
Всего:		8399	315,6	1	8	35	44	нет данных	нет данных	0

Таблица 2 Информация об обеспеченности территории Кунашакского СП централизованными системами коммунальной инфраструктуры.

№пп	Наименование населённого пункта	Наличие централизованных инженерных систем в административных границах населённого пункта по состоянию на 2023год				
		холодное водоснабжение	горячее водоснабжение	водоотведение	отопление	газоснабжение
1	д. Арыкова	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено
2	д. Борисовка	имеется	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено
3	д. Канзафарова	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено
4	п. Кунашак ж/д ст.	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено
5	с. Кунашак	имеется	два МКД только в отопительный период	имеется	имеется	имеется
6	п. Лесной	имеется	не предусмотрено	имеется	имеется	имеется
7	п. Маяк	имеется	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено
8	п. Разъезд № 3	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено

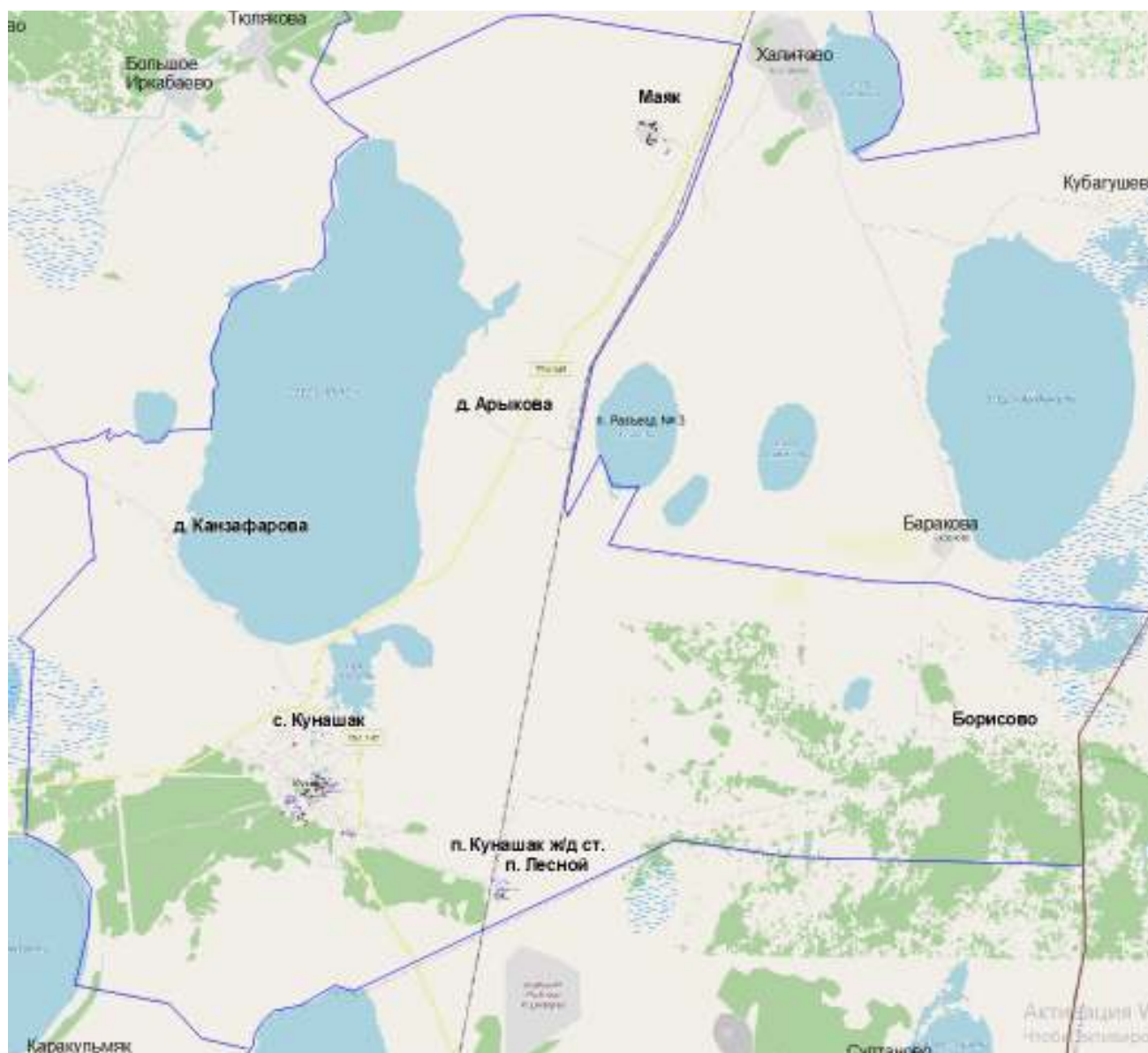


Рисунок 1 Границы Кунашакского СП на карте Кунашакского муниципального района и расположение населённых пунктов поселения.

Жилищный фонд.

Жилищный фонд в поселении представлен индивидуальными жилыми домами (частные жилые дома), МКД и одноэтажными домами блокированной застройки.

По данным государственной статистики по состоянию на 2021 год общая площадь жилых помещений в Кунашакском СП составляет 315,6 тыс. м. кв.

По состоянию на 2021г. уровень обеспеченности населения жильём в Кунашакском СП составляет 37,57м²/чел.

Показатели жилищного фонда по каждому населённому пункту Кунашакского СП по состоянию на 2021г. сведены в таблицу 1.

Экономика.

Экономика Кунашакского СП базируется, в основном, на сельскохозяйственном производстве (животноводство и полеводство). На территории поселения действуют и развиваются фермерские хозяйства.

Социальная инфраструктура.

Объекты социальной инфраструктуры Кунашакского СП, в том числе объекты бытового обслуживания населения (детские сады, школы, дома культуры, магазины и т.д.), в основном, сосредоточены в с. Кунашак.

Климат.

Климатические параметры, определённые по СП 131.13330.2020 «Строительная климатология», сведены в таблицу 3.

Территория Кунашакского СП относится к строительно-климатическому району – IV.

Таблица 3 Климатические характеристики

Показатели	Единицы измерения	Данные из СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» для г. Челябинск	Данные теплоснабжающей организации
Температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	°С	-32	-34
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 0 °С	сут	158	—
Средняя температура наружного воздуха периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 0 °С	°С	-10,3	—
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже +8 °С	сут.	212	218
Средняя температура наружного воздуха периода со среднесуточной температурой воздуха ниже +8 °С	°С	-6,6	-6,5
Среднегодовая температура	°С	2,8	—
Среднемесячная температура (декабрь)	°С	-12,2	—
Среднемесячная температура (январь)	°С	-15	—
Среднемесячная температура (февраль)	°С	-13,5	—
Абсолютная минимальная температура воздуха	°С	-48	—
Зона по строительно-климатическому районированию		2В	—
Зона влажности		нормальная	—

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

Статистическая информация приведена в ретроспективе за 2019-2022гг. За базовый год при актуализации схемы теплоснабжения принят 2022г.

Часть 1.1. Функциональная структура теплоснабжения

Функциональная структура теплоснабжения Кунашакского СП представляет собой разделенное между различными юридическими лицами производство тепловой энергии и передача её до потребителя. На территории Кунашакского СП действует две теплоснабжающей организации (далее ТСО). Данные по ТСО приведены в таблице 4.

По состоянию на апрель 2023 года:

- На территории Кунашакского СП функционируют четыре централизованные системы теплоснабжения (далее СЦТ).
- Общая протяжённость наружных сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении составляет порядка 10,63 км (с учётом «врезок» к потребителям).
- Общее количество объектов (зданий), подключенных к СЦТ, составляет 147 ед.
- В котельных СЦТ в качестве основного топлива используется сетевой природный газ.
- В каждой СЦТ действует только по одной котельной.
- Каждая СЦТ действует в границах только одного населённого пункта.
- Централизованное горячее водоснабжение предусмотрено в отопительный период только для четырёх МКД в с. Кунашак.
- Все СЦТ на территории СП закрытые.
- Источники, функционирующие в режиме комбинированной выработке тепловой и электрической энергии, на территории Кунашакского СП отсутствуют.

Общие сведения по СЦТ Кунашакского СП приведены в таблице 6.

Существующие зоны действия систем теплоснабжения и расположение котельных приведены на рисунках 2 и 3.

Сведения о балансовой принадлежности и эксплуатационных зонах систем теплоснабжения Кунашакского СП приведены в таблице 7. Котельные и сети СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» находятся в частной собственности (АО «Челябоблкоммунэнерго») и эксплуатируются собственником. Остальные котельные и сети СЦТ находятся в собственности Кунашакского МР и эксплуатируются МУП «Балык» на основании договора хозяйственного ведения.

Зоны действия децентрализованного теплоснабжения в Кунашакском СП сформированы в районах с индивидуальной одноэтажной жилой застройкой. Такие здания, как правило, не присоединены к СЦТ. Теплоснабжение осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное и (или) электрическое отопление. Отдельные организации эксплуатируют собственные автономные котельные и сети для теплоснабжения собственных объектов (системы децентрализованного теплоснабжения).

В соответствии с п.3.9 в СП89.13330.2016 «Котельные установки»: Система теплоснабжения децентрализованная (автономная) – это теплоснабжение одного потребителя от одного источника тепловой энергии.

Предоставленные сведения по источникам децентрализованного теплоснабжения (далее по тексту ДцСТ), с указанием основных параметров приведены в таблице 5.

По состоянию на 2023 год в Кунашакском СП газифицировано два населённых пункта (с. Кунашак и п. Лесной). Численность населения, проживающего в газифицированных населённых пунктах, составляет более 84% от общей численности населения поселения. Развитие систем газоснабжения, привело: во-первых, к тенденции перехода индивидуальных жилых домов и блокированных жилых домов от централизованного теплоснабжения на индивидуальное теплоснабжение с применением газовых теплогенераторов; во-вторых, к использованию на источниках тепловой энергии СЦТ в качестве топлива природного газа.

В функциональной структуре теплоснабжения за период с сентября 2022г. по апрель 2023г. изменений не было.

Таблица 4 Данные по теплоснабжающим организациям.

№пп	Наименование теплоснабжающей организации	Фактический адрес	Адрес электронной почты	Сайт	ОГРН
1	Акционерное общество "Челябоблкоммунэнерго" (АО "Челябоблкоммунэнерго")	г. Челябинск, ул. Кожзаводская, 2а	info@choke.ru	http://choke.ru/	1027402334486
2	Муниципальное унитарное предприятие по рыборазведению и рыболовству "Балык" (МУП "Балык")	Челябинская область, с. Кунашак, ул. Ленина, д. 103.	kunservis@yandex.ru	—	1027401708806

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 5 Сведения по источникам децентрализованного теплоснабжения, с указанием основных параметров.

№пп	Наименование индивидуального источника теплоснабжения	Ведомственная принадлежность	Эксплуатирующая организация.	Адрес отапливаемого объекта	Тип котлов	Количество	Мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Назначение
1	Твёрдотопливная котельная "Бакальского техникума" (ДцСТ "Техникум")	ГБПОУ "Южно-Уральский агропромышленный комплекс"	МУП "Балык"	с. Кунашак, ул. Рыбозаводская, 1	КВр-0,4К	1	1х0,4=0,4	0,24	Отопительная
2	Блочно-модульная автоматическая газовая котельная установка МУ "Дельфин" (ДцСТ "Бассейн")	Муниципальная собственность	МУ "Дельфин"	с. Кунашак, ул. Ленина, 105.	RTO 300 RIELLO	2	2х0,25=0,5	0,45	Отопительная
3	Блочно-модульная газовая котельная СОШ по адресу: с. Кунашак, ул. Челябинская, 3 (ДцСТ "СОШ")	Муниципальная собственность	МУП «Балык»	с. Кунашак, ул. Челябинская, 3	Steel 500 "Wiesberg"	3	3х0,43=1,289	0,65	Отопительная
4	Блочно-модульная газовая котельная борцовского зала по адресу: с. Кунашак, ул. Коммунистическая, 13 б" (ДцСТ "Борцовский зал")	Муниципальная собственность	МУП «Балык»	с. Кунашак, ул. Коммунистическая, 13 б"	КСУБ-20.10 «ХОПЁР-А»	2	2х0,083=0,166	нд	Отопительная

Таблица6Общие сведенияпоЦТГКунашакскогоСП.

№п/п	Наименование ЦТГ	Адрес местонахождения источника тепловой энергии	Год ввода в эксплуатацию	Год последней реконструкции	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Общее количество котлов	Общее количество исправных котлов	Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Общая протяжённость сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении, км	Вид основного топлива	Вид аварийного топлива	Температурный график	Описание технологической схемы				Производство горячего водоснабжения	Время работы системы ГВС в год, сут	Водоподготовка	Электроснабжение	Водоснабжение
														общее описание	отбор теплоносителя	присоединение отопительной сети к котлам	теплосети					
1	ЦТГ «мр. №1»	с. Кунашак, ул. Свердлова, 10	нд	2010	8,00	8,00	4	4	3,06	4,37	природный газ	печное топливо	95/70	водогрейная	закрытая система	одноконтурная	двухтрубная система	НЕТ	—	Система автоматического дозирования впрыска реагента "Пронафр"	Два ввода от внешней энергосистемы.	Центральный водопровод (ОДИН ВВОД). Резервуар запаса исходной воды объёмом 55 мкуб. Резерв - собственная скважина.
2	ЦТГ «мр. №2»	с. Кунашак, ул. Гигиеническая, 71	нд	2004	8,00	8,00	4	4	4,82	3,93	природный газ	печное топливо	95/70	водогрейная	закрытая система	одноконтурная	двухтрубная система	НЕТ	—	Система автоматического дозирования впрыска реагента "Пронафр"	Один ввод от внешней энергосистемы.	Собственная скважина. Резервуар запаса исходной воды объёмом 75 м.куб. Резерв - центральный водопровод.
3	ЦТГ «мр. Сосновский»	с. Кунашак, ул. Сосновская.	2013	—	1,307	1,307	2	2	0,90	0,79	природный газ	нет	95/70	водогрейная БМК	закрытая система	двухконтурная	двухтрубная система	НЕТ	—	АКВАТЭК	Один ввод от внешней энергосистемы.	Центральный водопровод (ОДИН ВВОД). Резервуар запаса исходной воды объёмом 25 мкуб
4	ЦТГ «Лесной»	п. Лесной	2012	—	1,376	1,376	4	4	1,62	1,54	природный газ	нет	95/70	водогрейная БМК	закрытая система	одноконтурная	двухтрубная система	НЕТ	—	АКВАТЭК	Один ввод от внешней энергосистемы.	Центральный водопровод (ОДИН ВВОД). Резервуар запаса исходной воды объёмом 2 мкуб.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 7 Сведения о балансовой принадлежности и эксплуатационных зонах СЦТ Кунашакского СП.

№пп	Наименование СЦТ	Зона действия	Наименование субъекта права собственности (вид собственности)		Наименование эксплуатирующей организации (основание пользования имуществом)	
			сети	источник тепловой энергии	сети	источник тепловой энергии
1	СЦТ «мкр. №1»	с. Кунашак, микрорайон №1	АО "Челябоблкоммунэнерго" - частная собственность	АО "Челябоблкоммунэнерго" - частная собственность	АО "Челябоблкоммунэнерго"	АО "Челябоблкоммунэнерго"
2	СЦТ «мкр. №2»	с. Кунашак, микрорайон №2	АО "Челябоблкоммунэнерго" - частная собственность	АО "Челябоблкоммунэнерго" - частная собственность	АО "Челябоблкоммунэнерго"	АО "Челябоблкоммунэнерго"
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	с. Кунашак, микрорайон "Совхозный"	Администрация Кунашакского МР - муниципальная собственность	Администрация Кунашакского МР - муниципальная собственность	МУП "Балык" на основании договора хозяйственного пользования	МУП "Балык" на основании договора хозяйственного пользования
4	СЦТ «Лесной»	п. Лесной	Администрация Кунашакского МР - муниципальная собственность	Администрация Кунашакского МР - муниципальная собственность	МУП "Балык" на основании договора хозяйственного пользования	МУП "Балык" на основании договора хозяйственного пользования

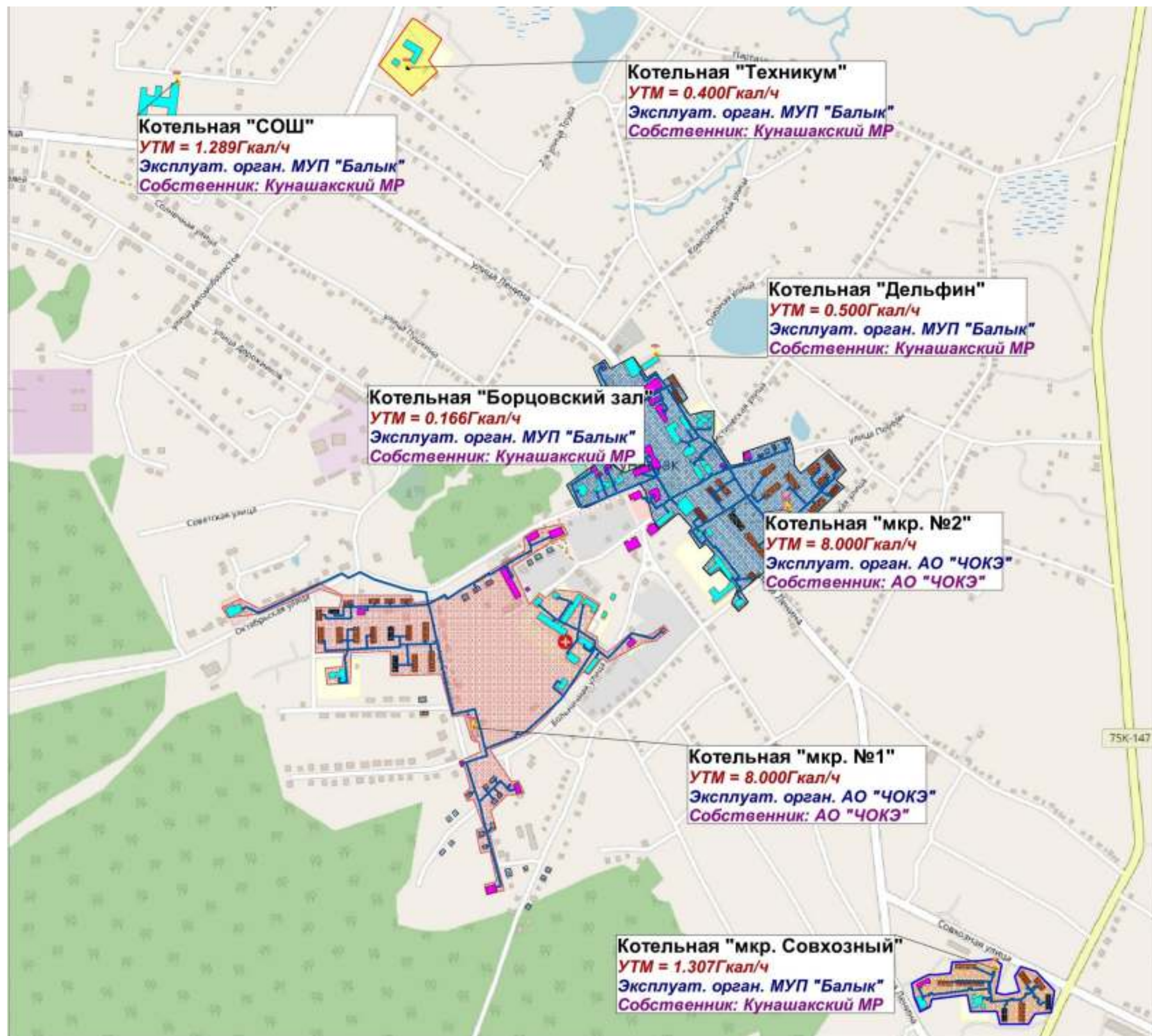


Рисунок 2 Существующие зоны действия систем теплоснабжения и расположение котельных кв.с. Кунашак

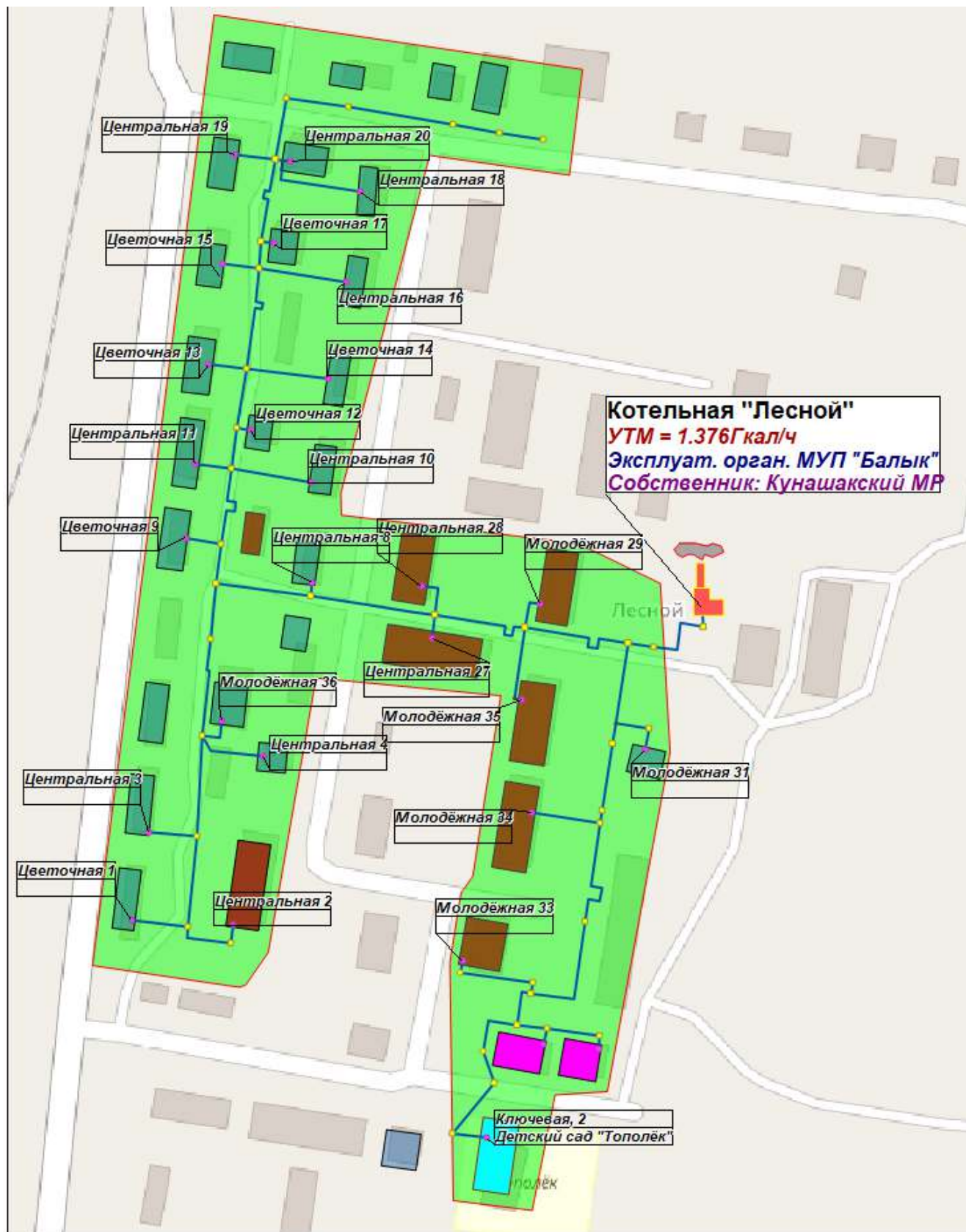


Рисунок 3 Существующая зона действия системы теплоснабжения в п. Лесной.

Часть 1.2. Источники тепловой энергии.

1.2.1. Общие сведения по источникам тепловой энергии.

Информация о наличии средств учета энергоресурсов на теплоисточниках приведена в таблице 8.

Таблица 8 Информация о наличии средств учета энергоресурсов на теплоисточниках.

№пп	Наименование котельной	Наличие УУ тепловой энергии, отпускаемой в сеть	Наличие УУ потребляемой электрической энергии.	Наличие УУ потребляемой холодной воды	Наличие УУ потребляемого природного газа
1	СЦТ «мкр. №1»	ИМЕЕТСЯ	ДА	ДА	ДА
2	СЦТ «мкр. №2»	ИМЕЕТСЯ	ДА	ДА	ДА
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	ИМЕЕТСЯ	ДА	ДА	ДА
4	СЦТ «Лесной»	ИМЕЕТСЯ	ДА	ДА	ДА

Котельная №1 (СЦТ «мкр. №1»).

Котельная СЦТ «мкр. №1» (котельная №1) установленной мощностью 8,0 Гкал/ч расположена по адресу: с. Кунашак, ул. Свердлова, 10. Котельную эксплуатирует АО «Челябоблкоммунэнерго». Реконструкция котельной была выполнена в 2010 г. Техническое состояние здания и оборудования котельной удовлетворительное.

Основным топливом для котельной служит природный газ. В котельной установлено четыре котла типа КВ-2/95.



Здание котельной.



Оборудование котельной.

Резервное топливо не предусмотрено. На складе имеется дизельная горелка и минимальный запас дизельного топлива (порядка 100 литров). Регулярно проводятся тренировки операторов по переводу котельной для работы на дизельном топливе.

Система теплоснабжения закрытая. Приготовление воды на нужды ГВС в котельной не предусмотрено. Присоединение системы отопления – зависимое (одноконтурная схема).

Холодное водоснабжение на нужды подпитки сети теплоснабжения – центральное, хозяйственного качества. Имеется один наружный отапливаемый резервуар запаса «сырой» воды объемом 55 м^3 . На площадке котельной имеется скважина, которая используется как резервный источник водоснабжения.

Подпитка осуществляется в автоматическом режиме. Подпиточный насос оборудован преобразователем частоты. Для водоподготовки подпиточной воды предусмотрена система автоматического дозированного впрыска реагента «Пронакор». Среднесуточный объем подпитки около $3\text{ м}^3/\text{сут}$.

Приборы учета расхода природного газа, холодной воды, электрической энергии и тепловой энергии, отпускаемой в теплосеть, имеются.

Электроснабжение осуществляется от наружных электросетей по двум независимым вводам. Автономный источник электроэнергии не предусмотрен.

По насосному оборудованию предусмотрено 100% резервирование. Сетевые насосные агрегаты не оборудованы преобразователями частоты и устройствами плавного пуска. Регулирование давления воды в отопительной сети может осуществляться вручную методом дросселирования при помощи задвижек на выходе сетевых насосов. Необходимый гидравлический режим поддерживается при работе одного сетевого насоса, при полностью открытых задвижках. Давление на «подаче» – 4,4 атм. Давление на «обратке» – 3,4 атм.

Оперативный персонал в котельной дежурит круглосуточно.

Котельная №2 (СЦТ «мкр. №2»).

Котельная СЦТ «мкр. №2» (котельная №2) установленной мощностью $8,0\text{ Гкал/ч}$ расположена по адресу: с. Кунашак, ул. Пионерская, 71. Котельную эксплуатирует АО «Челябоблкоммунэнерго». Реконструкция котельной была выполнена в 2004 г. Техническое состояние здания и оборудования котельной удовлетворительное.

Основным топливом для котельной служит природный газ. В котельной установлено четыре котла типа КВ-2/95.

Резервное топливо не предусмотрено. На складе имеется дизельная горелка и минимальный запас дизельного топлива (порядка 100 литров). Регулярно проводятся тренировки операторов по переводу котельной для работы на дизельном топливе.

Система теплоснабжения закрытая. Приготовление воды на нужды ГВС в котельной не предусмотрено. Присоединение системы отопления – зависимое (одноконтурная схема).

Холодное водоснабжение на нужды подпитки сети теплоснабжения предусмотрено от скважины, которая расположена на площадке котельной. Имеется один наружный отапливаемый резервуар запаса «сырой» воды объемом 75 м^3 . Резервное водоснабжение – центральное хозяйственного качества.

Подпитка осуществляется в автоматическом режиме. Для водоподготовки подпиточной воды предусмотрена система автоматического дозированного впрыска реагента «Пронакор». Среднесуточный объем подпитки около $5\text{ м}^3/\text{сут}$.

Приборы учета расхода природного газа, холодной воды, электрической энергии и тепловой энергии, отпускаемой в теплосеть, имеются.



Здание котельной.



Оборудование котельной.

Электроснабжение осуществляется от наружных электросетей по одному вводу. Автономный источник электроэнергии не предусмотрен.

По насосному оборудованию предусмотрено 100% резервирование. Сетевые насосные агрегаты не оборудованы преобразователями частоты и устройствами плавного пуска. Регулирование давления воды в отопительной сети может осуществляться вручную методом дросселирования при помощи задвижек на выходе сетевых насосов. Необходимый гидравлический режим поддерживается при работе одного сетевого насоса, при полностью открытых задвижках. Давление на «подаче» – 4,0 атм. Давление на «обратке» – 2,5 атм.

Оперативный персонал в котельной дежурит круглосуточно.

Котельная №3 (СЦТ «мкр. Совхозный»).

Котельная СЦТ «мкр. Совхозный» (котельная №3) установленной мощностью 1,307 Гкал/ч расположена по адресу: с. Кунашак, ул. Совхозная. Котельную эксплуатирует МУП «Балык». Котельная была построена в 2013 г. Техническое состояние здания и оборудования котельной удовлетворительное.

Основным топливом для котельной служит природный газ. В котельной установлено два котла: ICI Caldale REX-100 и Protherm Bison NO510.

Резервное топливо не предусмотрено.

Система теплоснабжения закрытая. Приготовление воды на нужды ГВС в котельной не предусмотрено. Присоединение системы отопления – независимое (двухконтурная схема). В котельной установлены два пластинчатых теплообменника «РИДАН» типа НН№47-0-16.

Холодное водоснабжение на нужды подпитки сети теплоснабжения – центральное, хозяйственного качества. Имеется один наружный отапливаемый резервуар запаса «сырой» воды объемом 25 м³. Резервный источник водоснабжения не предусмотрен.



Здание котельной.



Оборудование котельной.

Подпитка осуществляется в автоматическом режиме. Для водоподготовки подпиточной воды предусмотрены натрий-катионитные фильтры (система «АКВАТЭК»). Среднесуточный объём подпитки около $2\text{ м}^3/\text{сут.}$

Приборы учета расхода природного газа, холодной воды, электрической энергии и тепловой энергии отпускаемой в теплосеть имеются.

Электроснабжение осуществляется от наружных электросетей по одному вводу. Автономный источник электроэнергии не предусмотрен.

По насосному оборудованию предусмотрено 100% резервирование. Сетевые насосные агрегаты не оборудованы преобразователями частоты и устройствами плавного пуска. Регулирование давления воды в отопительной сети может осуществляться вручную методом дросселирования при помощи задвижек на выходе сетевых насосов. Необходимый гидравлический режим поддерживается при работе одного сетевого насоса, при полностью открытых задвижках. Давление на «подаче» – 2,7 атм. Давление на «обратке» – 2,2 атм.

Котельная работает в автоматическом режиме без постоянного присутствия оперативного персонала.

Котельная СЦТ «Лесной».

Котельная СЦТ «Лесной» установленной мощностью 1,307 Гкал/ч расположена в п. Лесной. Котельную эксплуатирует МУП «Балык». Котельная была построена в 2012 г. Техническое состояние здания и оборудования котельной удовлетворительное. Котельная выполнена в блочно-модульном исполнении.

Основным топливом для котельной служит природный газ. В котельной установлено четыре котла: КВа-0,4RS-A400.

Резервное топливо не предусмотрено.

Система теплоснабжения закрытая. Приготовление воды на нужды ГВС в котельной не предусмотрено. Присоединение системы отопления – зависимое (одноконтурная схема).

Холодное водоснабжение на нужды подпитки сети теплоснабжения – центральное, хозяйственного качества. Внутри котельной предусмотрен бак запаса «сырой» воды объёмом 2 м^3 . Резервный источник водоснабжения не предусмотрен.

Подпитка осуществляется в автоматическом режиме. Для водоподготовки подпиточной воды предусмотрены натрий-катионитные фильтры (система «АКВАТЭК»).

Приборы учета расхода природного газа, холодной воды, электрической энергии и тепловой энергии, отпускаемой в теплосеть, имеются.

Электроснабжение осуществляется от наружных электросетей по одному вводу. Автономный источник электроэнергии не предусмотрен.

По насосному оборудованию предусмотрено 100% резервирование. Сетевые насосные агрегаты не оборудованы преобразователями частоты и устройствами плавного пуска. Регулирование давления воды в отопительной сети может осуществляться вручную методом дросселирования при помощи задвижек на выходе сетевых насосов. Необходимый гидравлический режим поддерживается при работе одного сетевого насоса, при полностью открытых задвижках. Давление на «подаче» – 2,4атм. Давление на «обратке» – 1,8атм.

Котельная работает в автоматическом режиме без постоянного присутствия оперативного персонала.

1.2.2. Структура и технические характеристики основного оборудования.

Сведения по насосному оборудованию представлены в таблице 9.

Структура и технические характеристики основного теплогенерирующего оборудования приведены в таблице 10.

Таблица 9 Перечень насосного оборудования с указанием основных параметров.

Назначение насоса	Тип насоса	Год ввода в эксплуатацию	Мощность, кВт	Напор (MAX), м	Производительность (MAX), м.куб/час	Способ регулирования производительности насоса (частотный/ступенчатый/ задвижками)
Котельная СЦТ "мкр. №1"						
Сетевой №1	Wilo IL80/200-22/2	2014	22	39	153	задвижками
Сетевой №2	1Д 315-50Б	2011	45	36	220	задвижками
Подпиточный №1	K65-50-160	2011	5,5	32	25	реле давления
Подпиточный №2	K20-30	2009	7,5	30	20	реле давления
Подпиточный №3	K50-32-125	2010	2,2	20	12,5	реле давления
Котельная СЦТ "мкр. №2"						
Сетевой №1	1Д 315-50А	2004	55	42	300	задвижками
Сетевой №2	1Д 315-50А	2011	55	42	300	задвижками
Подпиточный №1	K8-18	2004	2,2	20	12,5	преобразователь частоты
Подпиточный №2	K20-30	2010	7,5	30	20	реле давления
Подпиточный №3	K45-30	2001	7,5	30	45	реле давления
Подпиточный №4	K45-30	2001	7,5	30	45	реле давления
Котельная СЦТ "мкр. Совхозный"						
Сетевой №1	Wilo IL 65/150-5,5/2	2013	5,5	нд	нд	задвижками
Сетевой №2	DAP 80/1330T	2013	3,4	10,8	50	задвижками
Сетевой №3	DAP 80/1330T	2013	3,4	10,8	50	задвижками
Котловой контур №1	DAP BPH 120/280/50T	2013	1,796	нд	нд	ступенчатый
Котловой контур №2	DAP BPH 120/280/50T	2013	1,796	нд	нд	ступенчатый
Подпиточный №1	AJC100B	2013	нд	52	0,06	реле давления
Подпиточный №2	"Вихрь"	2013	нд	нд	нд	реле давления
Котельная СЦТ "Лесной"						
Сетевой №1	CNP TD 80-28/2	2012	7,5	8	50	задвижками
Сетевой №2	CNP TD 80-28/2	2012	7,5	8	50	задвижками

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 10 Перечень основного теплофикационного оборудования с указанием основных параметров.

Тип котлоагрегата	ст. №	Вид котла (конструктивные особенности)	Вид основного топлива	Тип горелки	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность*, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг.у.т./Гкал	КПД "брутто", %	Способ регулирования мощности котла, ручной/ автоматический
Котельная СЦТ "мкр. №1"										
KB-2/95	1	водогрейный водотрубный	природный газ	ГГВ-200	2010	2,00	2,00	162,87	87,76	ручной
KB-2/95	2	водогрейный водотрубный	природный газ	ГГВ-200	1998	2,00	2,00	162,81	87,75	ручной
KB-2/95	3	водогрейный водотрубный	природный газ	ГГВ-200	2008	2,00	2,00	162,92	87,69	ручной
KB-2/95	4	водогрейный водотрубный	природный газ	ГГВ-200	2008	2,00	2,00	160,45	89,04	ручной
Котельная СЦТ "мкр. №2"										
KB-2/95	1	водогрейный водотрубный	природный газ	ГГВ-200	2011	2,00	2,00	163,87	87,18	ручной
KB-2/95	2	водогрейный водотрубный	природный газ	ГГВ-200	2004	2,00	2,00	163,29	87,49	ручной
KB-2/95	3	водогрейный водотрубный	природный газ	ГГВ-200	2004	2,00	2,00	163,18	87,55	ручной
KB-2/95	4	водогрейный водотрубный	природный газ	ГГВ-200	2015	2,00	2,00	162,86	87,72	ручной
Котельная СЦТ "мкр. Совхозный"										
ICI Caldale REX-100	1	водогрейный жаротрубный	природный газ	P71 300-1650кВт	2013	0,877	0,877	155,44	92,13	автоматический
Protherm Bison NO510	2	водогрейный жаротрубный	природный газ	нд	2013	0,430	0,430	153,94	93,09	автоматический
Котельная СЦТ "Лесной"										
KBa-0,4RS-A400	1	водогрейный жаротрубный	природный газ	нд	2012	0,344	0,344	156,390	91,6	автоматический
KBa-0,4RS-A400	2	водогрейный жаротрубный	природный газ	нд	2012	0,344	0,344	156,018	91,8	автоматический
KBa-0,4RS-A400	3	водогрейный жаротрубный	природный газ	нд	2012	0,344	0,344	156,400	91,6	автоматический
KBa-0,4RS-A400	4	водогрейный жаротрубный	природный газ	нд	2012	0,344	0,344	156,226	91,7	автоматический

1.2.3. Параметры установленной тепловой мощности

Параметры установленной тепловой мощности (УТМ) источников тепловой энергии, ограничения тепловой мощности, располагаемой тепловой мощности (РТМ) и параметры мощности «нетто» за 2022г. приведены в таблице 11.

Таблица 11 Параметры установленной тепловой мощности источников тепловой энергии за 2022г.

№пп	Наименование СЦТ	УТМ	Ограничения УТМ	РТМ*	Собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии	РТМ на коллекторах котельной (мощность "нетто")
		ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час
1	СЦТ «мкр. №1»	8,00	0,00	8,00	0,171	7,829
2	СЦТ «мкр. №2»	8,00	0,00	8,00	0,176	7,824
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	1,31	0,00	1,31	0,026	1,281
4	СЦТ «Лесной»	1,38	0,00	1,38	0,028	1,348
ИТОГО по Кунашакскому СП		18,68	0,00	18,68	0,40	18,28

1.2.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии за 2022г.

Копии карт режимно-наладочных испытаний (РНИ) котлов по котельным СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» представлены в п.2.5 тома 3.

По котельным СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной» копии режимных карт котлов не предоставлены.

Параметры РТМ котельных за 2022г. представлены в таблице 11.

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

Объёмы потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды ТСО в отношении источников тепловой энергии за 2022г. представлены в таблице 12.

Параметры тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии за 2022г. представлены в таблице 11.

Таблица 12 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии за 2022г.

№ п/п	Наименование СЦТ	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами в базовом году, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
1	СЦТ «мкр. №1»	6701,0	150	6551,0	природный газ	1109,7
2	СЦТ «мкр. №2»	9864,0	200	9664,0	природный газ	1526,7
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	2453,7	0,0	2453,7	природный газ	435,5
4	СЦТ «Лесной»	2240,3	0,0	2240,3	природный газ	555,7
ИТОГО		21259,0	350,0	20909,0	—	3627,6

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

Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса приведены в таблице 13.

Таблица 13 Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.

№п/п	Наименование котельной	Тип котла	Мощность котла, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию котлоагрегата	Срок службы котлоагрегатов котельных по состоянию на 2022 год	Нормативный срок службы	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
1	Котельная СЦТ "мкр. №1"	KB-2/95	2,00	2010	12	15	—	—
		KB-2/95	2,00	1998	24	15	—	—
		KB-2/95	2,00	2008	14	15	—	—
		KB-2/95	2,00	2008	14	15	—	—
2	Котельная СЦТ "мкр. №2"	KB-2/95	2,00	2011	11	15	—	—
		KB-2/95	2,00	2004	18	15	—	—
		KB-2/95	2,00	2004	18	15	—	—
		KB-2/95	2,00	2015	7	15	—	—
3	Котельная СЦТ "мкр. "Совхозный"	ICI Caldale REX-100	0,877	2013	9	—	—	—
		Protherm Bison NO510	0,430	2013	9	—	—	—
4	Котельная СЦТ "Лесной"	KBa-0,4RS-A400	0,344	2012	10	—	—	—
		KBa-0,4RS-A400	0,344	2012	10	—	—	—
		KBa-0,4RS-A400	0,344	2012	10	—	—	—
		KBa-0,4RS-A400	0,344	2012	10	—	—	—

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

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории Кунашакского СП отсутствуют.

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

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условий и поддержание заданной температуры горячей воды.

СЦТ Кунашакского СП проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Качественное регулирование предполагает изменение температуры теплоносителя без изменения расхода. Системы теплоснабжения зданий изначально проектировались на температурный график 90-70°C.

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов котельных СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №1» (центральное регулирование) осуществляется по качественному методу регулирования по скорректированному температурному графику «95-70°C.

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов котельных СЦТ «мкр. «Совхозный» и СЦТ «Лесной» (центральное регулирование) осуществляется по качественному методу регулирования по скорректированному температурному графику «90-70°C.

Утвержденный температурный график котельной СЦТ «мкр. №1» представлен в таблице 14.

Утвержденный температурный график котельной СЦТ «мкр. №2» представлен в таблице 15.

Утвержденный температурный график по котельным СЦТ «мкр. «Совхозный» и СЦТ «Лесной» представлен в таблице 16.

Таблица 14 Утвержденный температурный график Котельной №1 (СЦТ «мкр. №1»).

СОГЛАСОВАНО
Глава Кунашакского муниципального района
С.Н. Ахметов
20/18 г.

Утверждаю:
Главный инженер
АО "Кунашакское энергоснабжение"
С.П. Пасынков
20/18 г.

Температурный график котельной №1 с. Кунашак

Наружный воздух	Температура, °С	
	Тепловая сеть	
	подача	обратка
8	41,5	36,0
7	43,0	37,0
6	44,5	38,0
5	45,9	39,0
4	47,3	39,9
3	48,7	40,9
2	50,1	41,8
1	51,5	42,7
0	52,9	43,6
-1	54,2	44,5
-2	55,6	45,4
-3	56,9	46,3
-4	58,2	47,1
-5	59,5	48,0
-6	60,8	48,8
-7	62,1	49,6
-8	63,4	50,5
-9	64,7	51,3
-10	66,0	52,1
-11	67,3	52,9
-12	68,5	53,7
-13	69,8	54,5
-14	71,0	55,3
-15	72,3	56,1
-16	73,5	56,9
-17	74,8	57,6
-18	76,0	58,4
-19	77,2	59,1
-20	78,4	59,9
-21	79,6	60,7
-22	80,8	61,4
-23	82,0	62,1
-24	83,2	62,9
-25	84,4	63,6
-26	85,6	64,3
-27	86,8	65,1
-28	88,0	65,8
-29	89,2	66,5
-30	90,3	67,2
-31	91,5	67,9
-32	92,7	68,6
-33	93,8	69,3
-34	95,0	70,0

Начальник ПТО

Кулишов Д.А.

Таблица 15 Утвержденный температурный график Котельной №2 (СЦТ «мкр. №2»).



Температурный график котельной №2 с. Кунашак

Наружный воздух	Температура, °С	
	Тепловая сеть	
	подача	обратки
8	41,5	36,0
7	43,0	37,0
6	44,5	38,0
5	45,9	39,0
4	47,3	39,9
3	48,7	40,9
2	50,1	41,8
1	51,5	42,7
0	52,9	43,6
-1	54,2	44,5
-2	55,6	45,4
-3	56,9	46,3
-4	58,2	47,1
-5	59,5	48,0
-6	60,8	48,8
-7	62,1	49,6
-8	63,4	50,5
-9	64,7	51,3
-10	66,0	52,1
-11	67,3	52,9
-12	68,5	53,7
-13	69,8	54,5
-14	71,0	55,3
-15	72,3	56,1
-16	73,5	56,9
-17	74,8	57,6
-18	76,0	58,4
-19	77,2	59,1
-20	78,4	59,9
-21	79,6	60,7
-22	80,8	61,4
-23	82,0	62,1
-24	83,2	62,9
-25	84,4	63,6
-26	85,6	64,3
-27	86,8	65,1
-28	88,0	65,8
-29	89,2	66,5
-30	90,3	67,2
-31	91,5	67,9
-32	92,7	68,6
-33	93,8	69,3
-34	95,0	70,0

Начальник ЦТО

Кулишов Д.А.

Таблица 16 Утвержденный температурный график по котельным СЦТ «мкр. «Совхозный» и СЦТ «Лесной».

МУНИЦИПАЛЬНОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
Кунашакского района по рыбозабоведению и рыболовству «БАЛЫК»
с.Кунашак, ул.Ленина,206,ИНН 7433006647 КПП 743301001
ОГРН 1027401708806

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный инженер

МУП «Балык»

Ахматов Р.Р.



2022г.

Температурный график (90-70 °C) для водогрейных
отопительных котельных

Температура наружного воздуха	Температура в подающем трубопроводе	Температура в обратном трубопроводе
+8	40	35
+7	41	36
+6	42	37
+5	44	38
+4	45	39
+3	46	40
+2	48	41
+1	49	42
0	50	43
-1	51	44
-2	53	45
-3	54	46
-4	55	47
-5	56	48
-6	58	48
-7	59	49
-8	60	50
-9	61	51
-10	62	52
-11	64	52
-12	65	53
-13	66	54
-14	67	55
-15	68	55
-16	69	56
-17	70	57
-18	71	58
-19	72	58
-20	74	59
-21	75	60
-22	76	61
-23	77	61
-24	78	62
-25	79	63
-26	80	64
-27	81	64
-28	82	65
-29	84	66
-30	85	66
-31	86	67
-32	87	68
-33	88	69
-34	89	69
-35	90	70

1.2.9. Описание схемы выдачи тепловой мощности котельных.

Все системы теплоснабжения на территории Кунашакского СП закрытые. Присоединение наружных сетей теплоснабжения котельной СЦТ «мкр. Совхозный» – независимое (двухконтурная система). Присоединение наружных сетей теплоснабжения на остальных котельных СЦТ – зависимое (одноконтурная система). Подпитка систем теплоснабжения осуществляется в автоматическом режиме. Подпитка систем теплоснабжения осуществляется в автоматическом режиме.

Описание технологической схемы кратко представлено в таблице 6.

Давление на «подаче» и на «обратке» по данным фактического режима работы в отопительный период 2022/2023гг представлены в таблице 17. Параметры давления подобраны опытным путём исходя из соображений уменьшения вероятности возникновения разрывов при достаточной циркуляции теплоносителя и исключения «подсоса» воздуха. Регулирование давления теплоносителя в теплосети выполняется методом дросселирования, с помощью задвижки на выходе центробежного насоса.

На всех котельных по насосному оборудованию предусмотрено 100% резервирование. Насосные агрегаты не оборудованы преобразователями частоты и устройствами плавного пуска.

Таблица 17 Давление теплоносителя на «подаче» и в «обратке».

№пп	Наименование СЦТ.	давление в трубопроводах на выходе их котельной, атм.	
		подача	обратка
1	СЦТ «мкр. №1»	4,4	3,4
2	СЦТ «мкр. №2»	4	2,5
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	2,7	2,2
4	СЦТ «Лесной»	2,4	1,8

1.2.10. Среднегодовая загрузка оборудования котельных.

Среднегодовая загрузка котлоагрегатов котельных за 2022г. представлена в таблице 18.

Таблица 18 Среднегодовая загрузка основного оборудования котельных за 2022 год.

№пп	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность	Выработка тепловой энергии	Число часов использования УТМ
		Гкал/ч	Гкал	час
1	Котельная СЦТ «мкр. №1»	8,00	6701	838
2	Котельная СЦТ «мкр. №2»	8,00	9864	1233
3	Котельная СЦТ «мкр. Совхозный»	1,31	2454	1877
4	Котельная СЦТ «Лесной»	1,38	2240	1628

1.2.11. Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в паровые и водяные тепловые сети.

Приборный учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, реализован на всех котельных СЦТ Кунашакского СП (см. табл. 8).

1.2.12. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств.

Для предотвращения образования отложений, накипи и коррозии на рабочих поверхностях котлов и трубопроводов в котельной используется система водоподготовки (ВПУ). Параметры подпиточных устройств (насосы) приведены в таблице 9.

Копии карт водно-химического режима по котельным СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» приведены в томе 3 (исходные данные - 2020г.).

СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2».

Для водоподготовки подпиточной воды предусмотрена система автоматического дозированного впрыска реагента «Пронакор».

СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной».

Для водоподготовки подпиточной воды предусмотрены натрий-катионитные фильтры (система «АКВАТЭК»).

1.2.13. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.

На официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> данные по отказам оборудования на котельных СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной» за период работы с 2019 по 2022 годы отсутствуют. Информация по отказам оборудования на котельных СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной» по итогам работы с 2019 по 2022 годы МУП «Балык» не предоставлена.

На основе отчётных данных, публикуемых АО «Челябоблкоммунэнерго» на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов оборудования на котельных СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» за период работы с 2019 по 2022 годы не зафиксировано. На основании данных АО «Челябоблкоммунэнерго» отказов оборудования источников тепловой энергии за 2022г. не было (см. п.2.1 в томе 3).

1.2.14. Сведения о предписаниях, выданных контрольно-надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельных.

Предписания, выданные контрольно-надзорными органами, запрещающие дальнейшую эксплуатацию оборудования котельных СЦТ Кунашакского СП отсутствуют.

1.2.15. 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 комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории Кунашакского СП отсутствуют.

1.2.16. Проектный и установленный топливный режим котельных.

Газоснабжение п. Лесной и с. Кунашак осуществляется по магистральному газопроводу высокого давления, проложенному со стороны с. Кунашак до ГРП, расположенного на западной окраине п. Лесной.

Средняя теплотворная способность природного газа составляет 8078 ккал/м.куб.

В каждой котельной установлены узлы коммерческого учёта объёма потребления природного газа.

Установленный топливный режим котельных за 2022г. приведен в таблице 19.

Нормативы удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии источниками тепловой энергии представлены в таблице 20.

Таблица 19 Установленный топливный режим котельных за 2022г.

№пп	Наименование СЦТ	Адрес котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2021 год, ккал/м.куб	Расход условного топлива, т.у.т. за 2021 год
1	СЦТ «мкр. №1»	с. Кунашак, ул. Свердлова, 10	природный газ	8078	1109,7
2	СЦТ «мкр. №2»	с. Кунашак, ул. Пионерская, 71	природный газ	8078	1526,7
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	с. Кунашак, ул. Совхозная.	природный газ	8078	435,5
4	СЦТ «Лесной»	п. Лесной	природный газ	8078	555,7
Всего природный газ					3627,6
Всего топлива					3627,6

1.2.17. Сведения о резервном топливе котельных.

На котельных СЦТ Кунашакского СП резервное топливо не предусмотрено. На складах в котельной №1 и №2 имеются дизельные горелки и минимальный запас дизельного топлива (порядка 100 литров). Регулярно проводятся тренировки операторов по переводу котельной для работы на дизельном топливе.

Таблица 20 Нормативы удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии источниками тепловой энергии.

№пп	Наименование СЦТ	Наименование ТСО	Нормативы удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии источниками тепловой энергии, (кг у.т./Гкал)	Примечание
на 2020г.				
1	СЦТ «мкр. №1»	АО "Челябоблкоммунэнерго"	162,79	Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
2	СЦТ «мкр. №2»	АО "Челябоблкоммунэнерго"	162,79	Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	МУП "Кунашак Сервис"	153,96	Нормативы не утверждены.
4	СЦТ «Лесной»	МУП "Кунашак Сервис"	152,4	Нормативы не утверждены.
на 2021г.				
1	СЦТ «мкр. №1»	АО "Челябоблкоммунэнерго"	162,79	Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
2	СЦТ «мкр. №2»	АО "Челябоблкоммунэнерго"	162,79	Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	МУП "Кунашак Сервис"	153,96	Нормативы не утверждены.
4	СЦТ «Лесной»	МУП "Кунашак Сервис"	152,4	Нормативы не утверждены.
на 2022г.				
1	СЦТ «мкр. №1»	АО "Челябоблкоммунэнерго"	164,25	Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
2	СЦТ «мкр. №2»	АО "Челябоблкоммунэнерго"		Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	МУП "Балык"	153,96	Нормативы не утверждены.
4	СЦТ «Лесной»	МУП "Балык"	152,4	Нормативы не утверждены.
на 2023г.				
1	СЦТ «мкр. №1»	АО "Челябоблкоммунэнерго"	164,25	Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
2	СЦТ «мкр. №2»	АО "Челябоблкоммунэнерго"		Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	МУП "Балык"	153,96	Нормативы не утверждены.
4	СЦТ «Лесной»	МУП "Балык"	152,4	Нормативы не утверждены.

1.2.18. Описание изменений в перечисленных характеристиках котельных в ретроспективном периоде.

В период с 2017г. по 2022г. изменений в перечисленных характеристиках котельных СЦТ Кунашакского СП не было.

1.2.19. Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных.

Динамика изменения эксплуатационных показателей отдельно по каждой котельной Кунашакского СП приведена в таблице 21.

Динамика изменения эксплуатационных показателей в целом по котельным Кунашакского СП приведена в таблице 22.

Таблица 21 Динамика изменения эксплуатационных показателей отдельно по каждой котельной Кунашакского СП.

№пп	Наименование показателя	ед. изм.	2019	2020	2021	2022
Котельная СЦТ «мкр. №1»						
1	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	13,0	14,0	15,0	16,0
2	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	162,79	162,47	161,51	159,67
3	Собственные нужды	%	2,00	2,26	1,81	2,03
4	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг.у.т./Гкал	180,28	166,23	163,45	163,16
5	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	32,49	32,08	30,54	32,75
6	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м.куб./Гкал	0,21	0,06	0,05	0,00
7	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	44,5	44,5	44,5	44,5
8	Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0
9	Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0
10	Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0
11	Вид резервного топлива		нет	нет	нет	нет
12	Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0
Котельная СЦТ «мкр. №2»						
1	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	10,5	11,5	12,5	13,5
2	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	162,79	159,94	159,95	161,70
3	Собственные нужды	%	2,00	1,92	1,81	2,03
4	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг.у.т./Гкал	178,21	163,07	166,07	165,24
5	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	32,49	28,01	30,54	28,98
6	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м.куб./Гкал	0,21	0,06	0,05	0,26
7	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	64,1	64,1	64,1	64,1
8	Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0
9	Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0
10	Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0
11	Вид резервного топлива		нет	нет	нет	нет
12	Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0
Котельная СЦТ «мкр. Совхозный»						
1	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	6,0	7,0	8,0	9,0
2	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	169,40	154,71	149,59	170,07
3	Собственные нужды	%	2,00	8,12	0	0,00
4	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг.у.т./Гкал	169,40	168,40	149,59	134,23
5	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	нд	нд	18,56	19,04
6	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м.куб./Гкал	нд	нд	нд	нд
7	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	82,3	82,3	82,3	82,3
8	Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0
9	Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0
10	Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

№пп	Наименование показателя	ед. изм.	2019	2020	2021	2022
11	Вид резервного топлива		нет	нет	нет	нет
12	Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0
Котельная СЦТ «Лесной»						
1	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	7,0	8,0	9,0	10,0
2	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	169,40	156,29	175,54	248,05
3	Собственные нужды	%	2,00	5,11	0	0,00
4	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг.у.т./Гкал	169,67	164,71	175,54	175,37
5	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	нд	нд	20,8	20,57
6	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м.куб./Гкал	нд	нд	нд	нд
7	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	98,7	98,7	98,7	98,7
8	Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0
9	Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0
10	Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0
11	Вид резервного топлива		нет	нет	нет	нет
12	Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0

Таблица 22 Динамика изменения эксплуатационных показателей в целом по котельным Кунашакского СП.

№пп	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022
1	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	11	12	13	14
2	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	161,00	159,33	156,24	170,64
3	Собственные нужды	%	2,00	3,33	1,52	1,65
4	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг.у.т./Гкал	176,8	164,82	158,66	173,50
5	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	нд	нд	27,48	27,52
6	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м.куб./Гкал	нд	нд	нд	нд
7	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	62,3	62,3	62,3	62,3
8	Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100
9	Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100
10	Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100
11	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	50	50	50	50
12	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	14,3	14,3	14,3	14,3
13	Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0
14	Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0
15	Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0
16	Вид резервного топлива		—	—	—	—
17	Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0

Часть 1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

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

Все системы теплоснабжения на территории Кунашакского СП закрытые. Сети теплоснабжения выполнены из стальных труб и теплоизолированы преимущественно минватой. Для компенсации температурных деформаций трубопроводов на сетях используются П-образные Z-образные компенсаторы.

СЦТ «мкр. №1»

Тепловая сеть отопления двухтрубная, тупиковая. Общая протяжённость сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении – 4,366 км. Прокладка сетей теплоснабжения смешанная – подземная и надземная. Теплоизоляция теплопроводов преимущественно выполнена мин. ватой. В целом сети теплоснабжения находятся в удовлетворительном состоянии. Необходима реконструкция теплосети по ул. Свердлова (план на 2023-2027гг.)

СЦТ «мкр. №2»

Тепловая сеть отопления двухтрубная, тупиковая. Общая протяжённость сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении – 3,934 км. Прокладка сетей теплоснабжения - преимущественно подземная. Теплоизоляция теплопроводов преимущественно выполнена мин. ватой. В целом сети теплоснабжения находятся в удовлетворительном состоянии.

СЦТ «мкр. Совхозный»

Тепловая сеть отопления двухтрубная, тупиковая. Общая протяжённость сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении – 0,792 км. Прокладка сетей теплоснабжения - надземная. Теплоизоляция теплопроводов выполнена мин. ватой. Сети находятся в удовлетворительном состоянии (полная замена была в 2014-2015гг.).

СЦТ «Лесной»

Тепловая сеть отопления двухтрубная, тупиковая. Общая протяжённость сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении – 1,536 км. Прокладка сетей теплоснабжения – подземная в лотках. Теплоизоляция теплопроводов преимущественно выполнена мин. ватой. Сети находятся в удовлетворительном состоянии (полная замена была в 2018г.).

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

Электронные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии разработаны в программно-расчётном комплексе «Zulu-8» на основании материалов предоставленных ТСО.

Электронные схемы тепловых сетей представляют собой графическое описание структуры тепловых сетей с отображением трассировки теплопроводов, мест расположения тепловых камер, точек подключения потребителей, основных характеристик элементов тепловой сети.

Схемы сетей теплоснабжения представлены на рисунках 4-7.

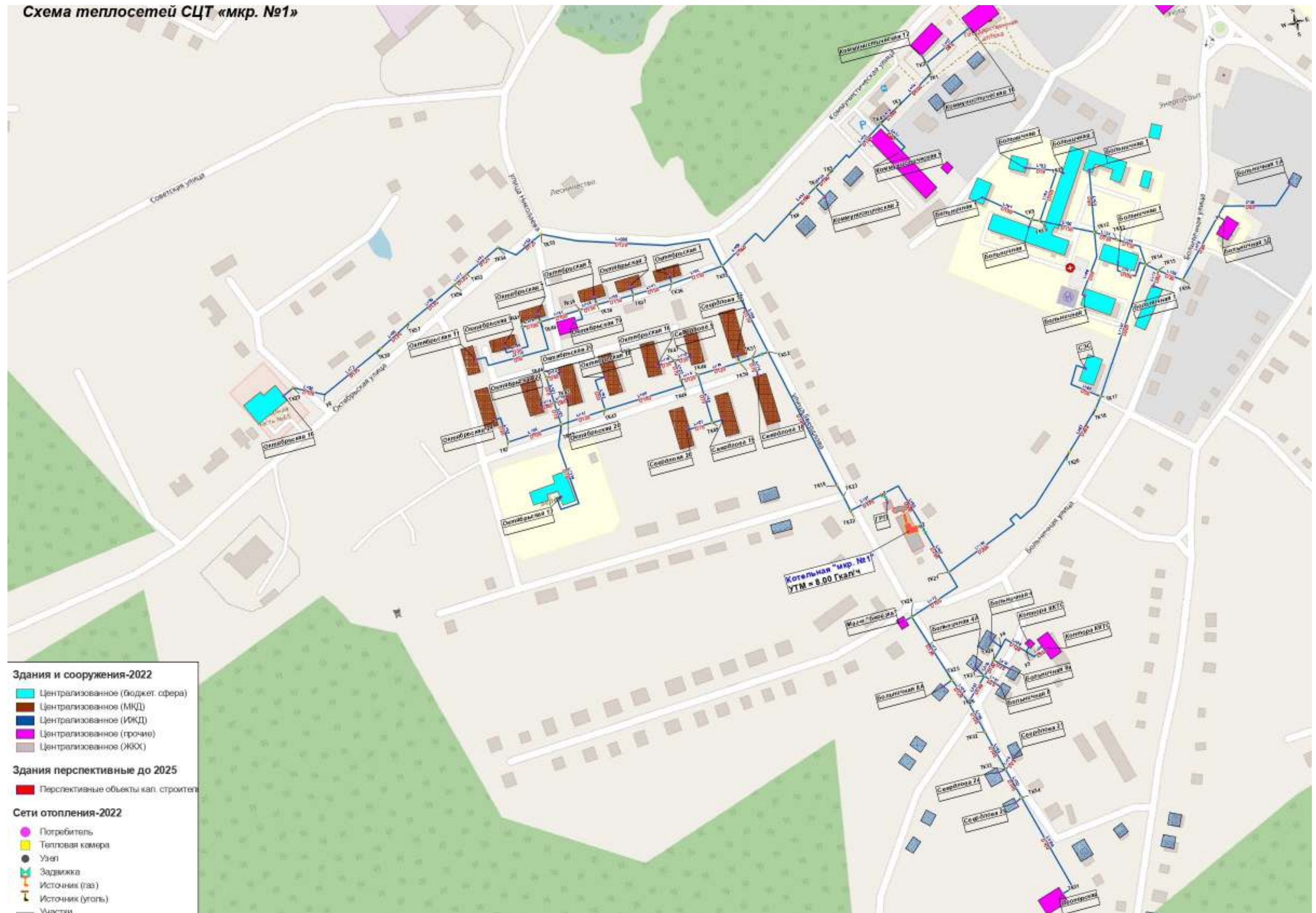


Рисунок 4 Схемасетей теплоснабжения СЦТ «мкр. №1».

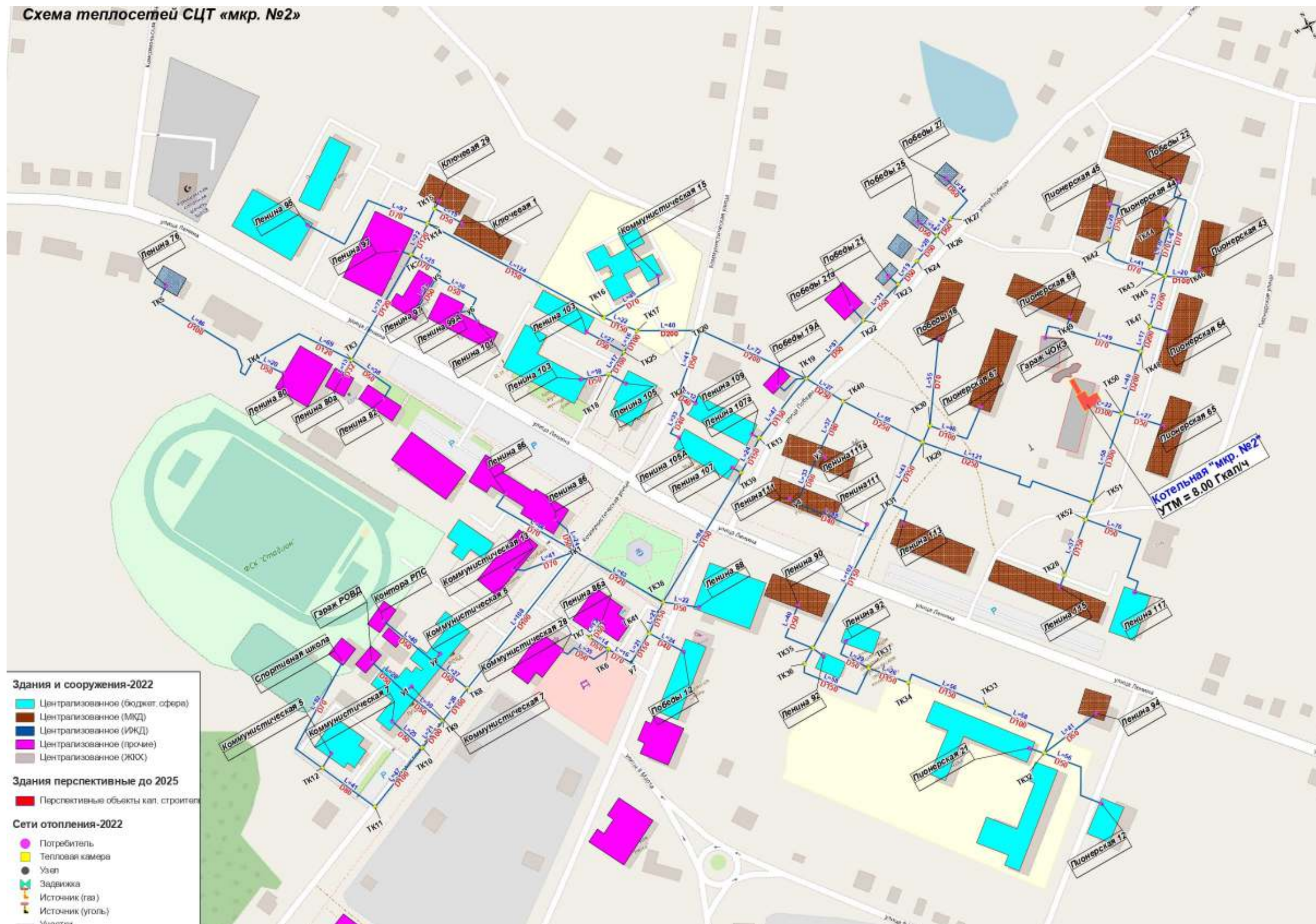


Рисунок 5 Схема сетей теплоснабжения СЦТ «мкр. №2».



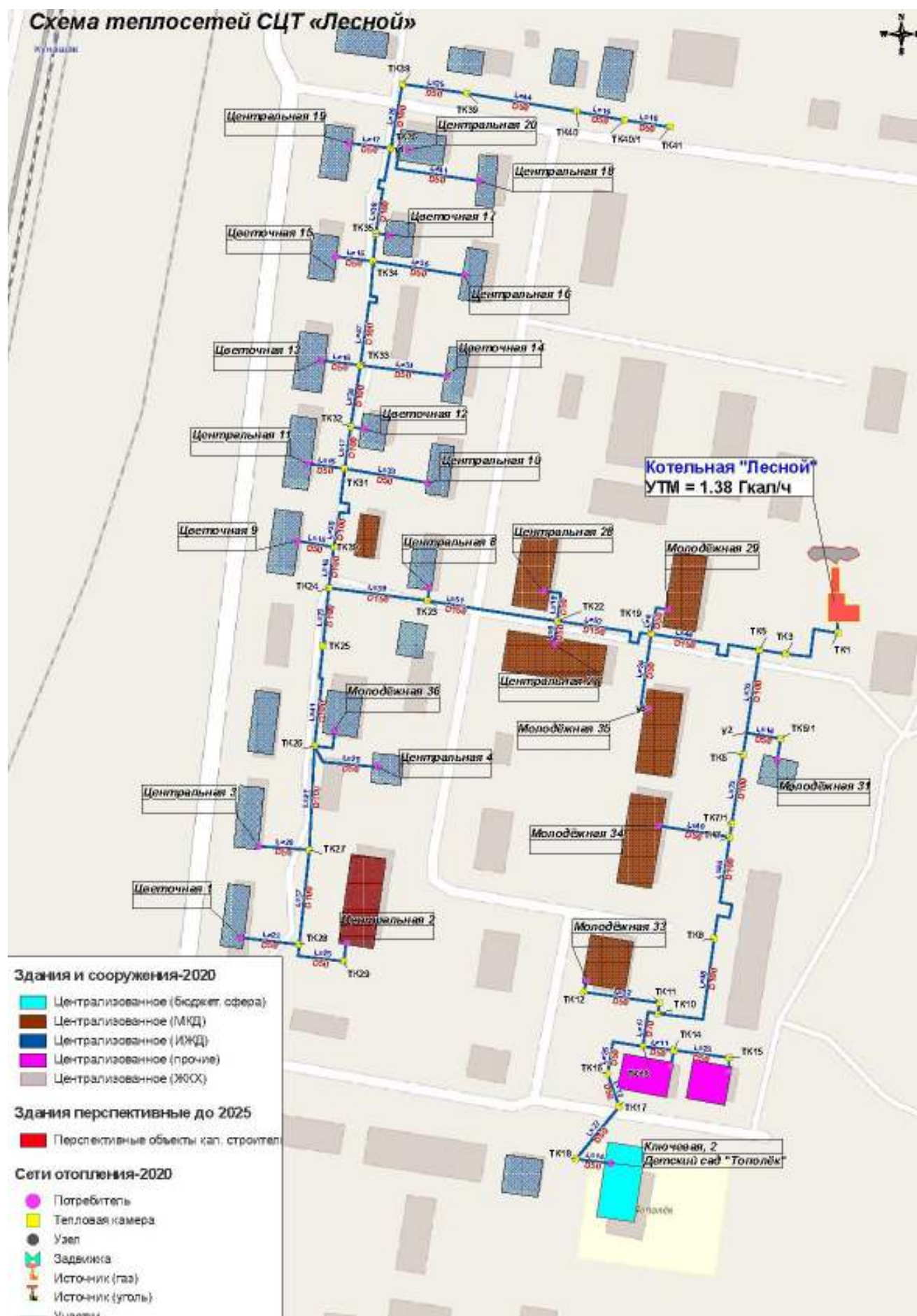


Рисунок 7 Схема сетей теплоснабжения СЦТ «Лесной».

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

К основным параметрам тепловых сетей относятся: длина, диаметр трубопровода, вид прокладки тепловой сети, материал теплоизоляции, год ввода в эксплуатацию, подключенная нагрузка, материальная характеристика тепловой сети.

Перечень участков сетей теплоснабжения с указанием основных параметров (включая тип изоляции, тип прокладки, материальную характеристику и тепловую нагрузку потребителей) совмещён с результатами поверочного гидравлического расчёта и приведён в таблице 61 главы 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

Основные характеристики и параметры сетей теплоснабжения сведены в таблицу 23.

Материальная характеристика тепловой сети, приведённая в таблице 23, определена по формуле:

$$M_{ТС} = 2,03 \cdot \sum D_H \cdot L, \text{ м} \quad (1.3.1)$$

где D_H – наружный диаметр трубы, м

L – длина участка сети, м

На основании анализа данных таблицы 23 можно сделать вывод, что доля сетей теплоснабжения с надземной прокладкой составляет около 23% от общей протяжённости сетей теплоснабжения. Структура теплосетей в зависимости от способа прокладки представлена на рис. 8.

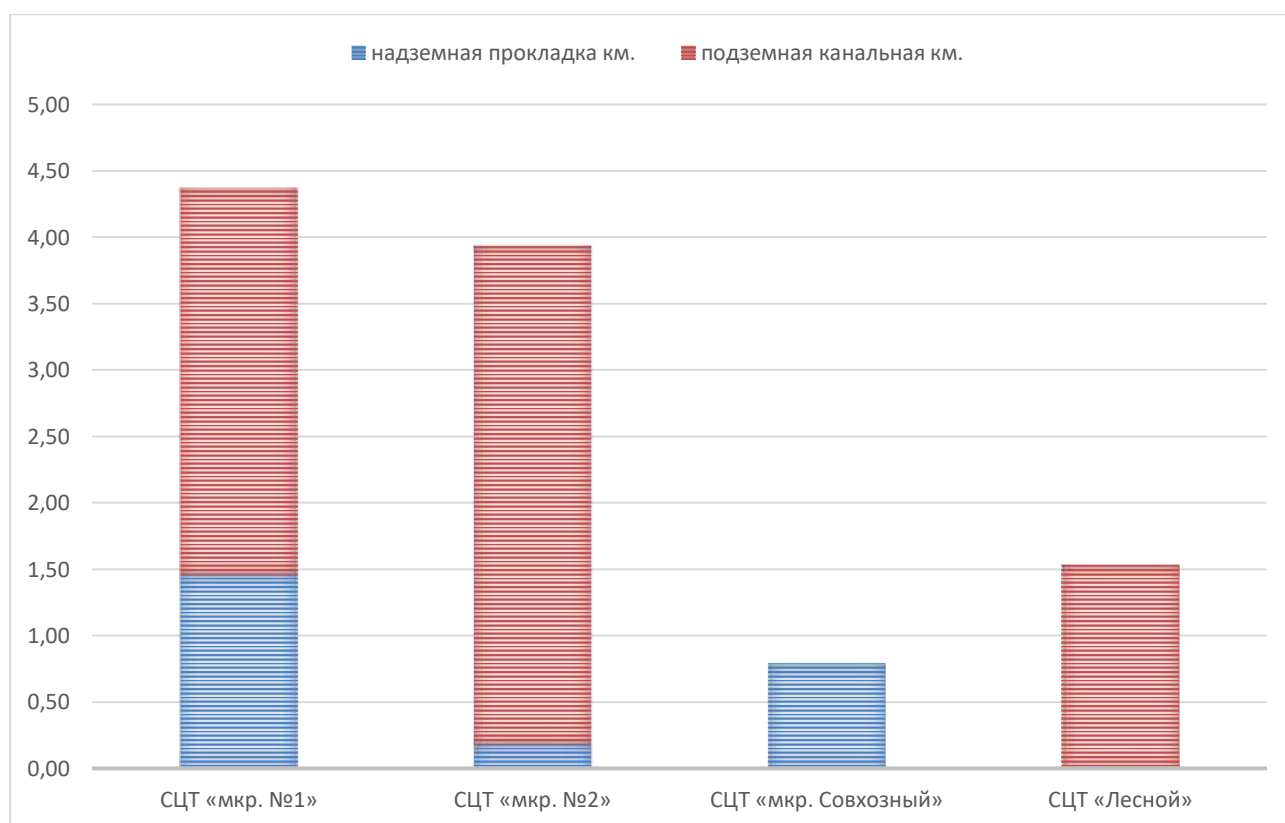


Рисунок 8 Структура теплосетей в зависимости от способа прокладки.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 23 Основные характеристики и параметры сетей теплоснабжения.

№пп	Наименование СЦТ	Материальная характеристика сети отопления	Протяжённость наружных сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении, км			Протяжённость наружных сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении, км		Объём наружных сетей теплоснабжения			Присоединённая тепловая нагрузка	Количество объектов (зданий), получающих услуги централизованного теплоснабжения (отопление)	Площадь зоны централизованного теплоснабжения
			всего	сети отопления	сети ГВС	надземная прокладка	подземная канальная	всего	сети отопления	сети ГВС			
		м ²	км.	км.	км.	км.	км.	м.куб.	м.куб.	м.куб.			
1	СЦТ «мкр. №1»	1057	4,366	4,366	0,000	1,460	2,906	143,20	143,20	—	3,06	48	0,227
2	СЦТ «мкр. №2»	824	3,934	3,934	0,000	0,186	3,748	92,30	92,30	—	4,82	60	0,180
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	124	0,792	0,792	0,000	0,792	0,000	8,72	8,72	—	0,90	11	0,032
4	СЦТ «Лесной»	254	1,536	1,536	0,000	0,000	1,536	19,70	19,70	—	1,62	28	0,049
ИТОГО по Кунашакскому СП		2259,0	10,63	10,63	0,00	2,44	8,19	263,9	263,9	—	10,40	147	0,488

1.3.4. Описание технологических схем тепловых пунктов с указанием количества и средней тепловой мощности тепловых пунктов.

Центральных тепловых пунктов (ЦТП) в составе СЦТ Кунашакского СП нет.

1.3.5. Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления.

Все системы теплоснабжения на территории Кунашакского СП закрытые. Потребители, присоединенные к тепловым сетям по схеме с разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления, отсутствуют. Проблема несанкционированного отбора теплоносителя из отопительных сетей СЦТ Кунашакского СП отсутствует. Уровень подпитки не превышает нормативных значений.

1.3.6. Типы и оборудование повысительных насосных станций.

В составе сетей теплоснабжения СЦТ Кунашакского СП повысительные насосные станции (ПНС) отсутствуют.

1.3.7. Описание изменений, произошедших за ретроспективный период, в части строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.

В период с 2017 по 2022гг изменений, в части строительства тепловых сетей и сооружений на них не было. В 2018г. была произведена масштабная замена сетей теплоснабжения в СЦТ «Лесной».

В 2020-2022гг была произведена замена отдельных участков сетей теплоснабжения в СЦТ «мкр. №1» по ул. Свердлова, в том числе в 2022г. произведена замена участка тепловой сети Ду150/150 протяжённостью 60м.

В 2022г. в СЦТ «мкр. №2» произведена замена участка тепловой сети Ду100/100 протяжённостью 25м.

1.3.8. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.

Запорная арматура в тепловых сетях предусматривается для отключения трубопроводов, ответвлений и перемычек между трубопроводами, секционирования магистральных распределительных тепловых сетей на время ремонта и промывки тепловых сетей и т. п.

Установка запорной арматуры предусматривается на всех выводах тепловых сетей от источников теплоты независимо от параметров теплоносителя и диаметров трубопроводов. При этом не допускается дублирования арматуры внутри и вне здания.

Данные о типах и количестве секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях, описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов, не предоставлены.

1.3.9. Краткие сведения о паровых сетях.

Котельные СЦТ Кунашакского СП водогрейные. Паровые сети в составе СЦТ Кунашакского СП отсутствуют.

1.3.10. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.

Данные о типах и строительных особенностях тепловых камер и павильонов не предоставлены. Тепловые камеры (павильоны) капитальные, выполнены из железобетонных блоков кирпича и шлакоблока.

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

СЦТ Кунашакского СП проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Качественное регулирование предполагает изменение температуры теплоносителя без изменения расхода. Системы теплоснабжения зданий изначально проектировались на температурный график 90-70°C.

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов котельных СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №1» (центральное регулирование) осуществляется по качественному методу регулирования по скорректированному температурному графику «95-70°C.

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов котельных СЦТ «мкр. «Совхозный» и СЦТ «Лесной» (центральное регулирование) осуществляется по качественному методу регулирования по скорректированному температурному графику «90-70°C.

Утвержденный температурный график котельной СЦТ «мкр. №1» представлен в таблице 14.

Утвержденный температурный график котельной СЦТ «мкр. №2» представлен в таблице 15.

Утвержденный температурный график по котельным СЦТ «мкр. «Совхозный» и СЦТ «Лесной» представлен в таблице 16.

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

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам.

1.3.13. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.

Гидравлический режим тепловой сети — это режим, определяющий давления в теплопроводах при движении теплоносителя (гидродинамический режим) и при неподвижной воде (гидростатический режим).

Транспортировка теплоносителя и создание необходимых гидравлических режимов на территориях с равнинным рельефом местности, как правило, обеспечивается насосным оборудованием источника тепловой энергии.

При расчёте гидравлического режима тепловой сети решаются следующие задачи:

- определение диаметров трубопроводов;
- определение падения давления-напора;
- определение действующих напоров в различных точках сети;

- определение допустимых давлений в трубопроводах при различных режимах работы и состояниях теплосети.

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

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

Давление (напор) в любой точке обратной магистрали не должно быть выше допускаемого рабочего давления в местных системах – $6...7 \text{ кг/см}^2$.

Давление в обратном трубопроводе должно обеспечить залив водой верхних линий и приборов местных систем отопления.

Давление в любой точке системы во избежание образования вакуума (подсоса воздуха) не должно быть ниже $0,1...0,15 \text{ МПа}$ (10-15 м вод. ст.).

Для предупреждения кавитации, давление на всасывающей стороне сетевого насоса не должно быть ниже $0,05 \text{ МПа}$ (5 м вод. ст.).

Давление в любой точке подающего трубопровода должно быть выше давления вскипания при максимальной температуре теплоносителя.

Располагаемый напор в конечной точке сети должен быть равен или больше расчетной потери напора на абонентском вводе при расчетном пропуске теплоносителя.

Давление теплоносителя на «подаче» и в «обратке» по каждой котельной и по каждому магистральному выводу представлены в таблице 17.

Гидравлическая балансировка тепловых сетей СЦТ «мкр. «Совхозный» и СЦТ «Лесной» за последние 5 лет не осуществлялась. Распределение (дресселирование) потоков теплоносителя на теплосетях практически выполняется с использованием задвижек. Карты эксплуатационных гидравлических режимов тепловых сетей СЦТ «мкр. «Совхозный» и СЦТ «Лесной», утвержденные руководителями ТСО не предоставлены.

По СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» специалистами АО «Челябоблкоммунэнерго» была проведена масштабная работа по наладке гидравлического режима работы тепловых сетей и оптимизации затрат на транспортировку и распределение тепловой энергии. Параметры установленных дресселирующих шайб на вводах систем отопления абонентов приведены в п. 2.1 тома 3 (исходные данные – 2020г.). Основные параметры гидравлического режима теплосетей СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» приведены в п. 2.2 тома 3 (исходные данные - 2020г.).

Основным инструментом анализа гидравлического режима тепловой сети является пьезометрический график. Пьезометрические графики строятся по результатам гидравлического расчёта.

Результаты поверочного гидравлического расчёта сетей теплоснабжения приведены в Главе 3 («Электронная модель системы теплоснабжения»).

Анализ гидравлических режимов подробно рассмотрен в Главе 3 («Электронная модель системы теплоснабжения»).

Пьезометрические графики, построенные по результатам поверочного гидравлического расчёта сетей теплоснабжения СЦТ Кунашакского СП представлены на рис. 9 -16.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

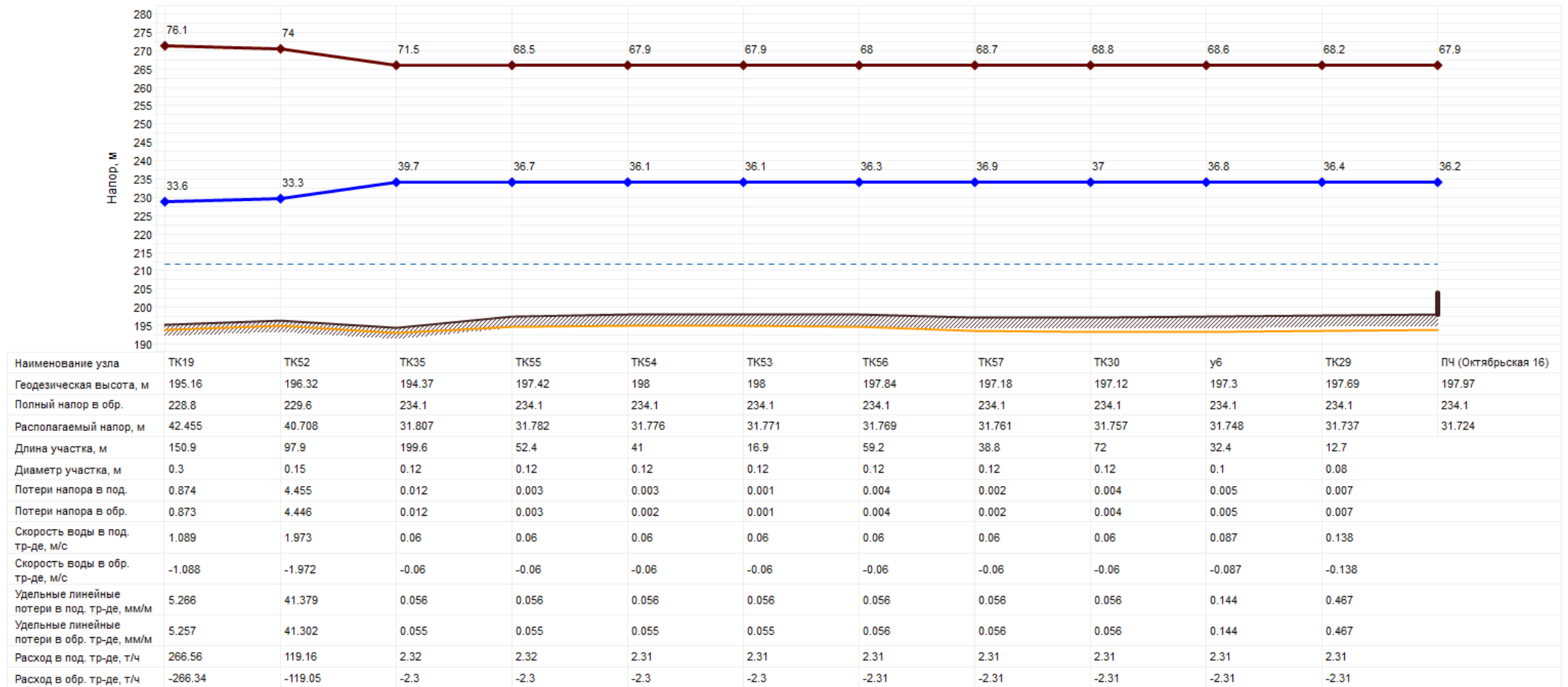


Рисунок 9 Пьезометрический график №1 СЦТ «мкр. №1».

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

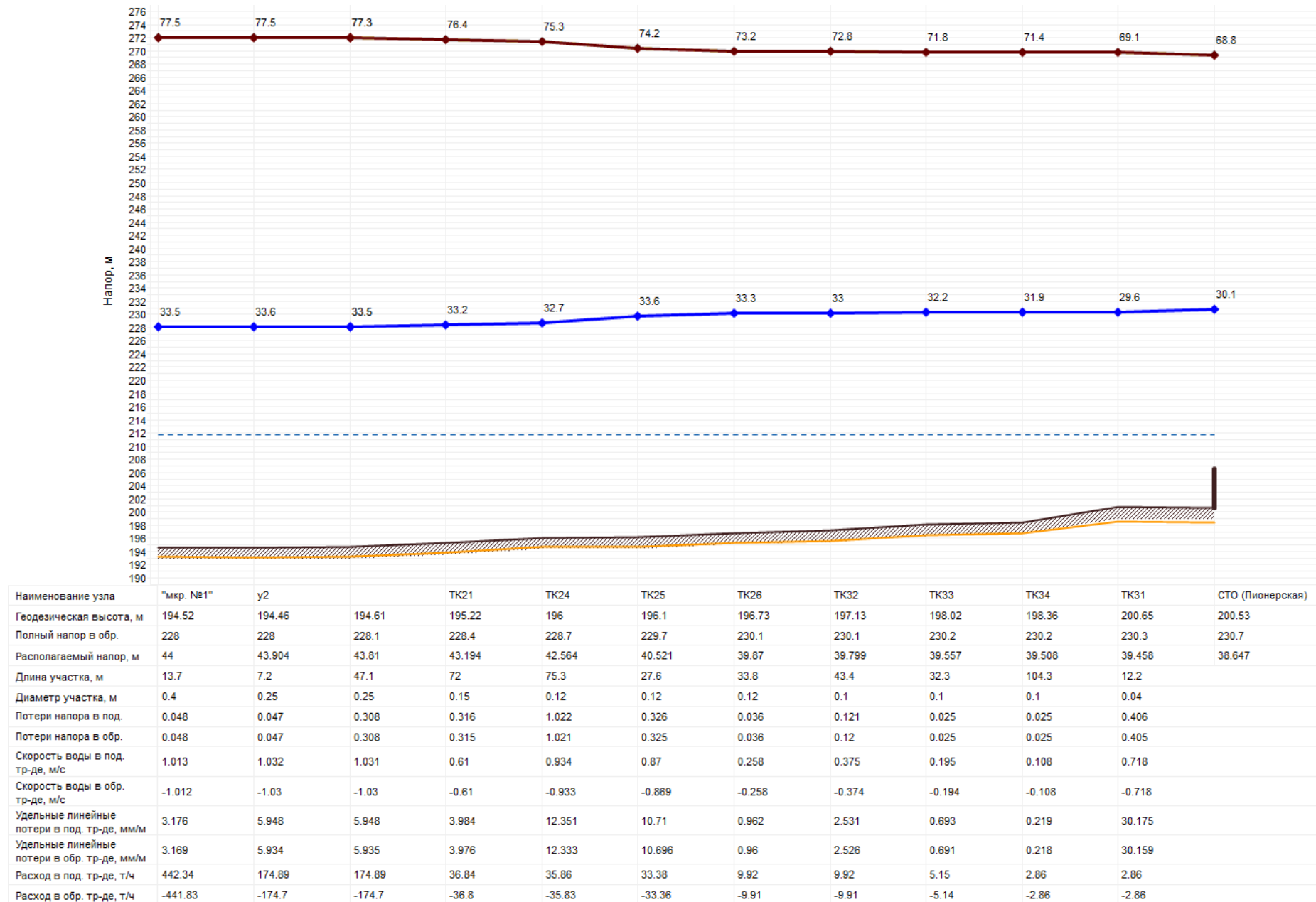


Рисунок 10 Пьезометрический график №2 СЦТ «мкр. №1».

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

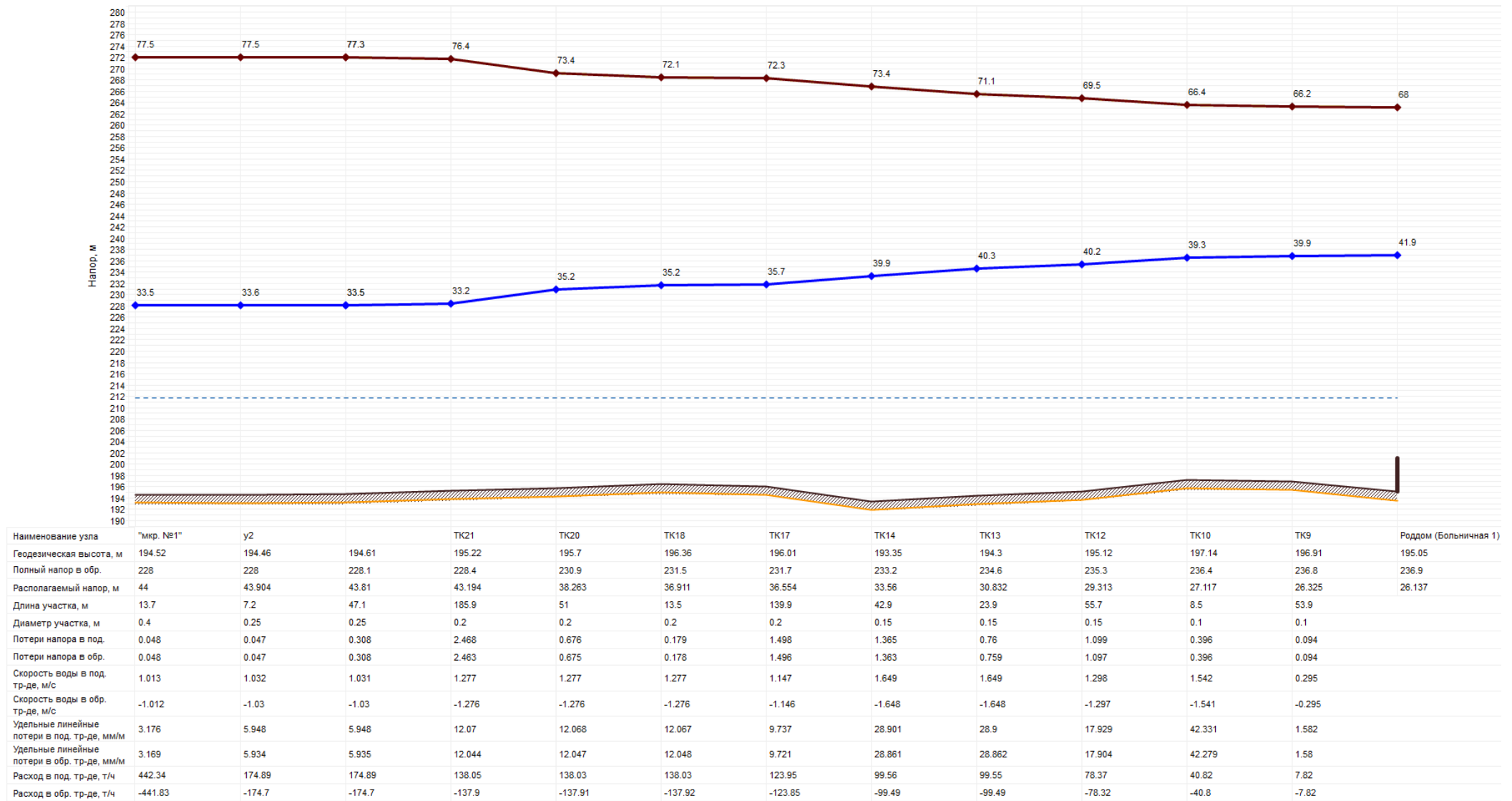
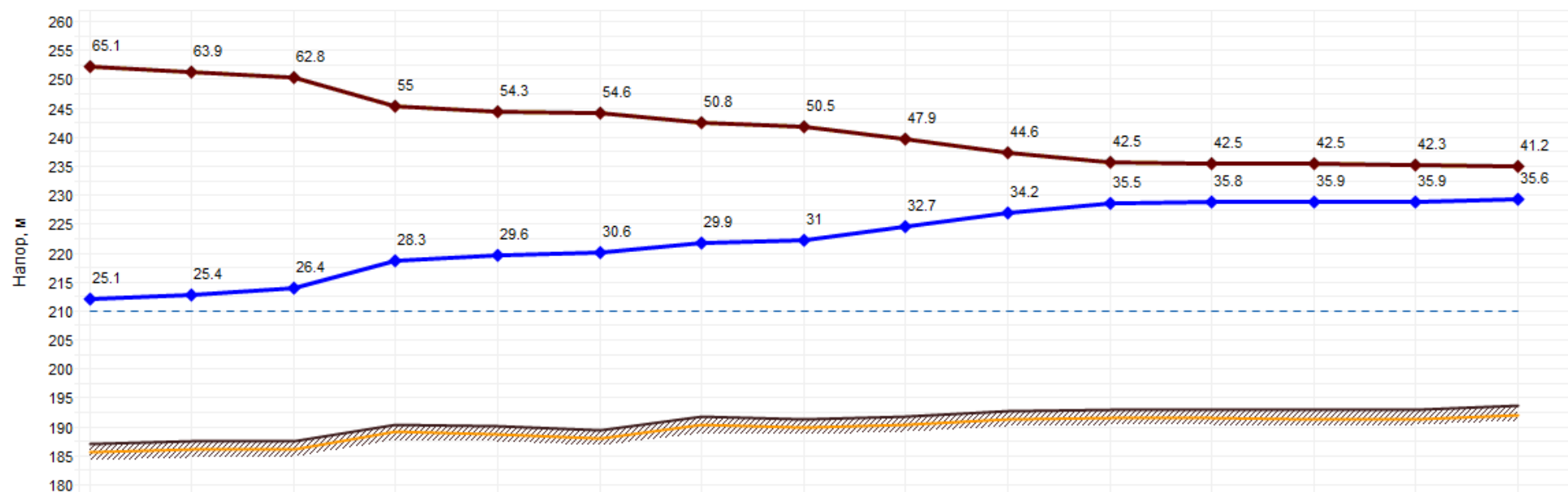


Рисунок 11 Пьезометрический график №3 СЦТ «мкр. №1».

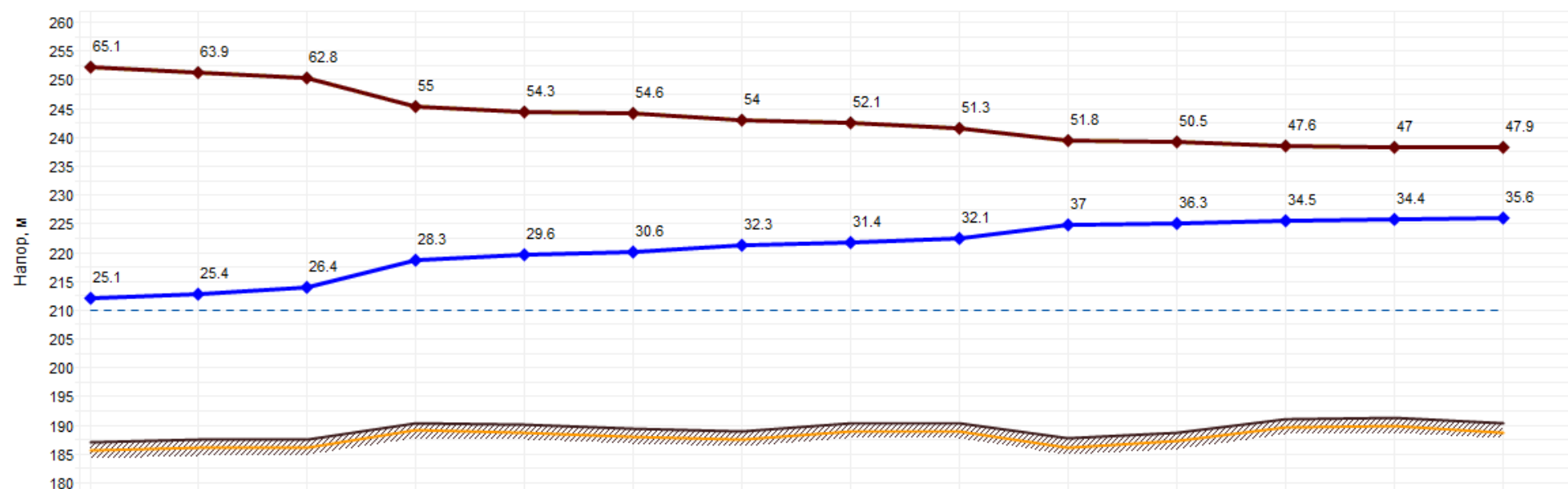
Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП



Наименование узла	"мкр. №2"	TK50	TK51	TK29	TK40	TK19	TK13	TK39	TK38	TK1	TK8	TK9	TK10	TK11	TK12
Геодезическая высота, м	186.91	187.37	187.42	190.37	190.02	189.37	191.62	191.25	191.71	192.62	192.97	192.87	192.78	192.88	193.6
Полный напор в обр.	212	212.7	213.8	218.7	219.6	220	221.6	222.2	224.4	226.8	228.5	228.6	228.7	228.8	229.2
Располагаемый напор, м	40	38.524	36.38	26.67	24.729	23.946	20.855	19.539	15.203	10.39	7.058	6.68	6.552	6.31	5.617
Длина участка, м	22.1	58.2	120.8	55.3	27.2	47.2	24.4	93.5	63.2	108.1	25.5	20.8	47	40.8	
Диаметр участка, м	0.3	0.3	0.25	0.25	0.25	0.15	0.15	0.15	0.12	0.1	0.1	0.1	0.1	0.08	
Потери напора в под.	0.739	1.073	4.859	0.972	0.392	1.547	0.658	2.17	2.409	1.668	0.189	0.064	0.121	0.347	
Потери напора в обр.	0.738	1.071	4.85	0.97	0.391	1.544	0.657	2.166	2.404	1.664	0.189	0.064	0.121	0.346	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	2.618	1.946	2.563	1.693	1.531	1.674	1.52	1.408	1.567	0.886	0.613	0.394	0.36	0.569	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-2.616	-1.944	-2.56	-1.691	-1.53	-1.673	-1.518	-1.407	-1.565	-0.885	-0.613	-0.394	-0.36	-0.568	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	30.335	16.771	36.57	15.98	13.082	29.802	24.557	21.093	34.657	14.026	6.739	2.801	2.345	7.723	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	30.287	16.74	36.505	15.952	13.059	29.747	24.51	21.055	34.591	13.991	6.724	2.794	2.34	7.709	
Расход в под. тр-де, т/ч	640.89	476.32	434.5	287.03	259.65	101.1	91.76	85.02	60.15	23.46	16.24	10.44	9.54	9.54	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-640.38	-475.89	-434.11	-286.78	-259.42	-101.01	-91.67	-84.95	-60.09	-23.43	-16.22	-10.43	-9.53	-9.53	

Рисунок 12 Пьезометрический график №1 СЦТ «мкр. №2».

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП



Наименование узла	"мкр. №2"	TK50	TK51	TK29	TK40	TK19	TK20	TK17	TK16	TK14	TK2	TK3	TK4	TK5
Геодезическая высота, м	186.91	187.37	187.42	190.37	190.02	189.37	188.86	190.25	190.3	187.58	188.56	190.95	191.29	190.26
Полный напор в обр.	212	212.7	213.8	218.7	219.6	220	221.1	221.7	222.4	224.6	224.9	225.5	225.7	225.8
Располагаемый напор, м	40	38.524	36.38	26.67	24.729	23.946	21.741	20.683	19.199	14.746	14.204	13.069	12.534	12.344
Длина участка, м	22.1	58.2	120.8	55.3	27.2	71.9	39.5	22.3	123.8	22	74.8	68.7	86.1	
Диаметр участка, м	0.3	0.3	0.25	0.25	0.25	0.2	0.2	0.15	0.15	0.12	0.12	0.12	0.1	
Потери напора в под.	0.739	1.073	4.859	0.972	0.392	1.103	0.53	0.742	2.228	0.271	0.568	0.268	0.095	
Потери напора в обр.	0.738	1.071	4.85	0.97	0.391	1.101	0.529	0.741	2.225	0.271	0.567	0.267	0.095	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	2.618	1.946	2.563	1.693	1.531	1.373	1.283	1.688	1.24	0.89	0.698	0.499	0.235	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-2.616	-1.944	-2.56	-1.691	-1.53	-1.372	-1.282	-1.686	-1.239	-0.89	-0.697	-0.498	-0.235	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	30.335	16.771	36.57	15.98	13.082	13.947	12.187	30.281	16.357	11.227	6.903	3.542	1.005	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	30.287	16.74	36.505	15.952	13.059	13.923	12.167	30.231	16.332	11.206	6.889	3.535	1.003	
Расход в под. тр-де, т/ч	640.89	476.32	434.5	287.03	259.65	148.42	138.71	101.91	74.85	34.18	26.77	19.14	6.22	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-640.38	-475.89	-434.11	-286.78	-259.42	-148.29	-138.6	-101.83	-74.79	-34.15	-26.75	-19.13	-6.21	

Рисунок 13 Пьезометрический график №2 СЦТ «мкр. №2».

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

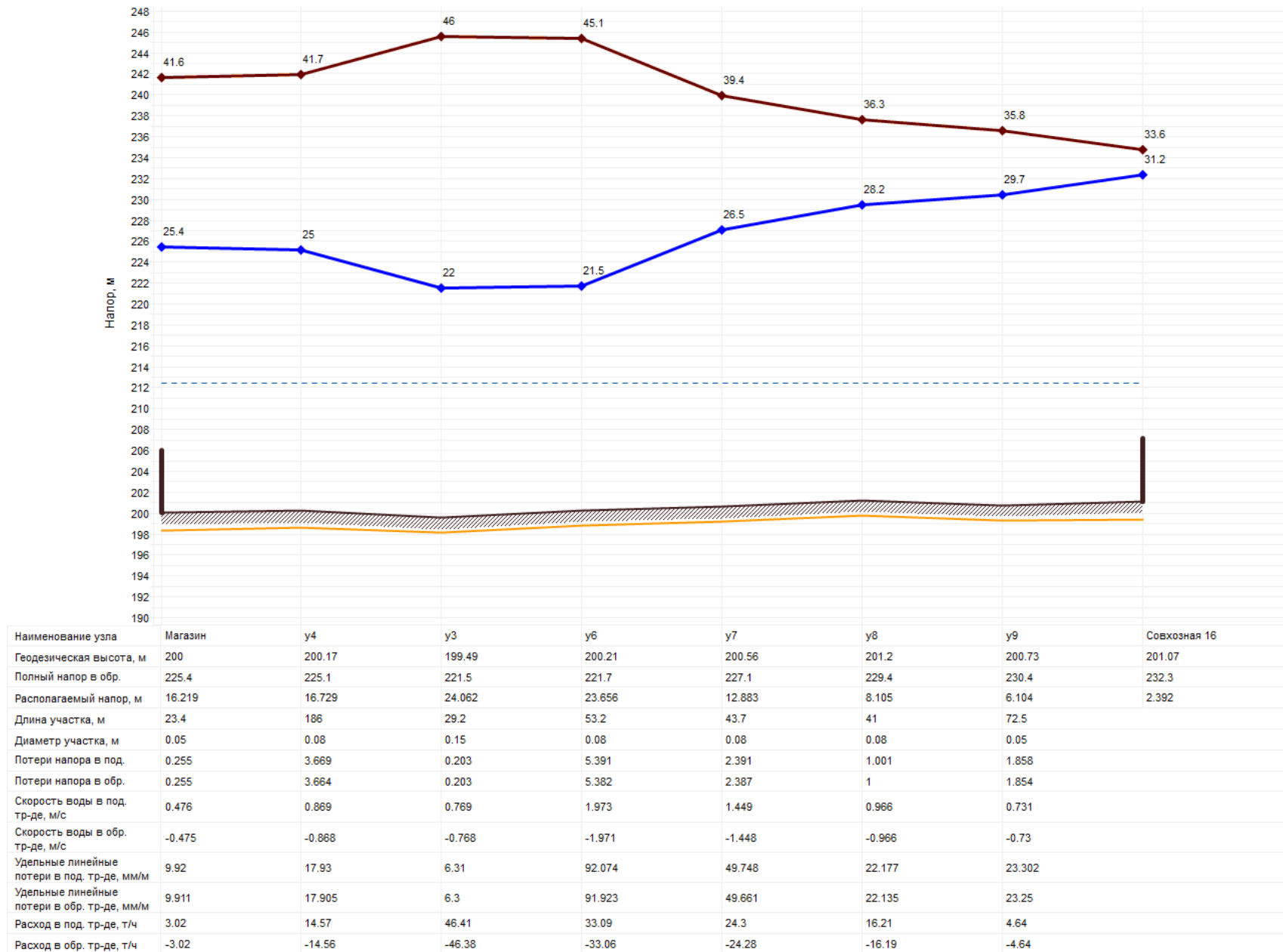


Рисунок 14 Пьезометрический график СЦТ «мкр. Совхозный».

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

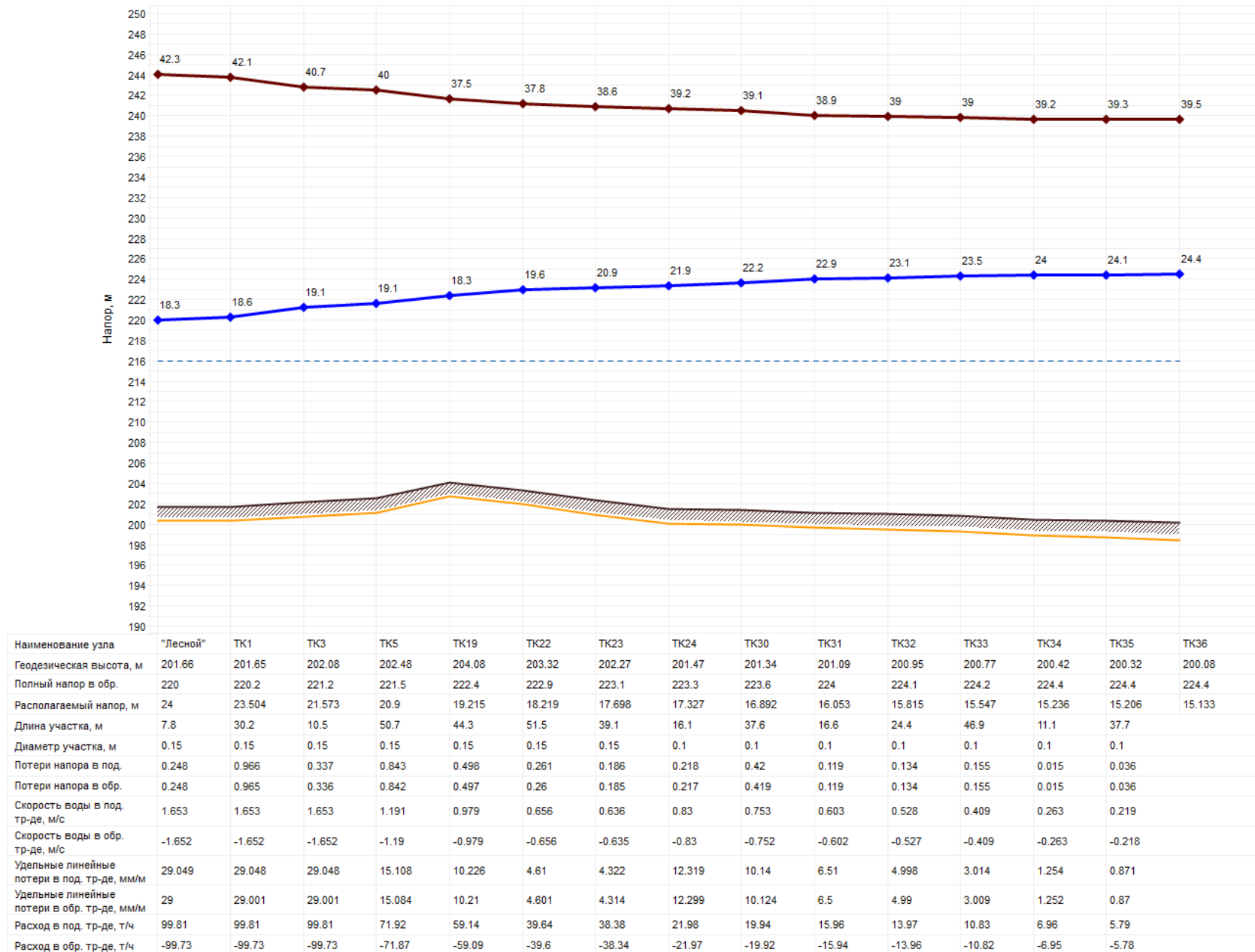


Рисунок 15 Пьезометрический график №1 СЦТ «Лесной».

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

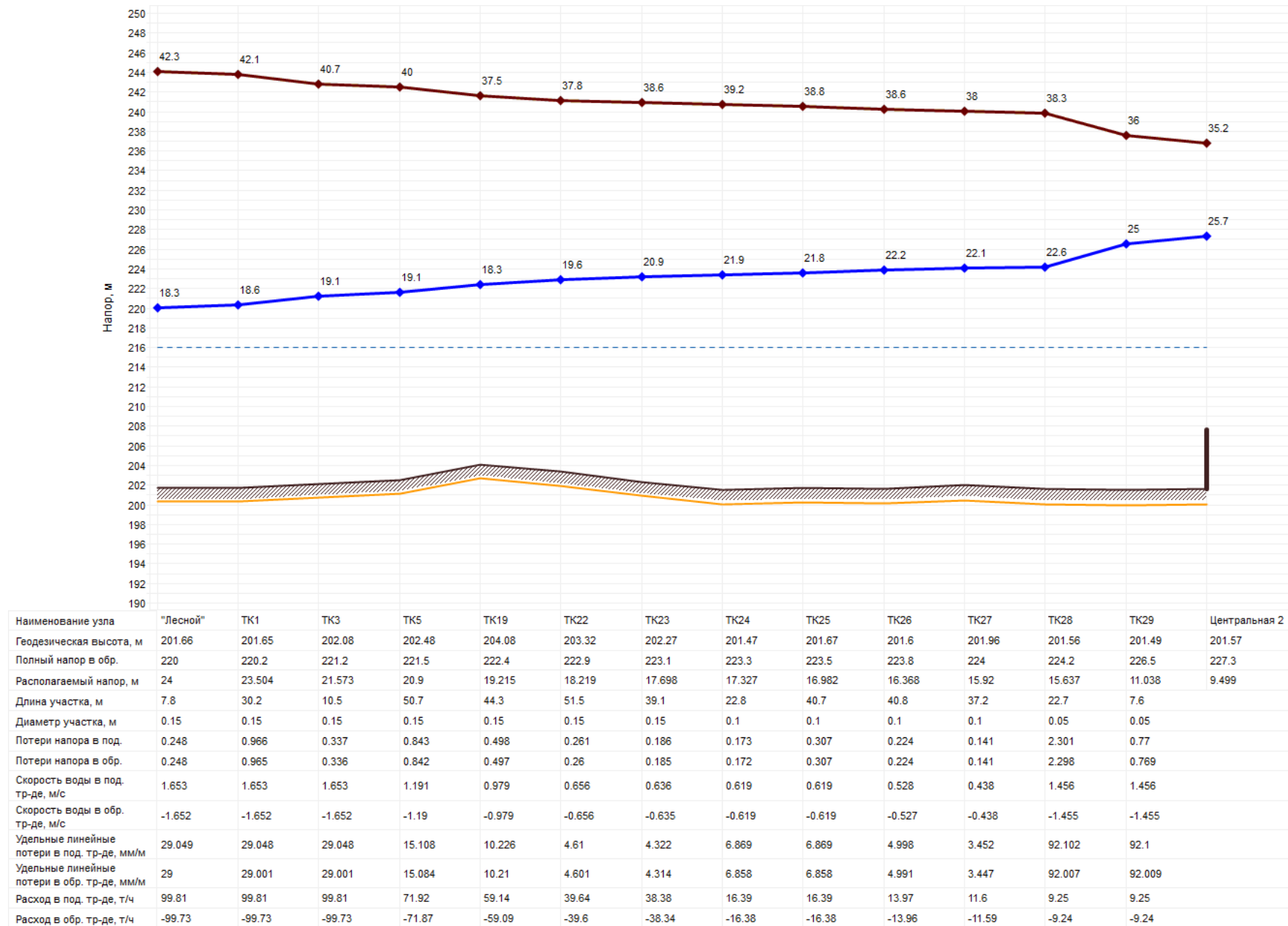


Рисунок 16 Пьезометрический график №2 СЦТ «Лесной».

1.3.14. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет.

На официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> данные по отказам (аварийные ситуации) и технологическим сбоям на тепловых сетях СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной» за период работы с 2019 по 2022 годы отсутствуют. Вышеуказанная информация МУП «Балык» не предоставлена.

На основании данных АО «Челябоблкоммунэнерго» отказов тепловых сетей за 2022г. не было (см. п.2.1 в томе 3). На основе отчётных данных, публикуемых АО «Челябоблкоммунэнерго» на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов (аварийные ситуации) и технологических сбоев на тепловых сетях СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» за период работы с 2019 по 2022 годы не зафиксировано.

1.3.15. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.

На официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> данные по отказам (аварийные ситуации) и технологическим сбоям на тепловых сетях СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной» за период работы с 2019 по 2022 годы отсутствуют. Вышеуказанная информация МУП «Балык» не предоставлена.

На основании данных АО «Челябоблкоммунэнерго» отказов тепловых сетей за 2022г. не было (см. п.2.1 в томе 3). На основе отчётных данных, публикуемых АО «Челябоблкоммунэнерго» на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов (аварийные ситуации) и технологических сбоев на тепловых сетях СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» за период работы с 2019 по 2022 годы не зафиксировано.

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

К процедурам диагностики тепловых сетей, используемых относятся:

- испытания трубопроводов на плотность и прочность;
- замеры показаний индикаторов скорости коррозии, устанавливаемых в наиболее характерных точках.
- замеры потенциалов трубопровода, для выявления мест наличия электрохимической коррозии.
- диагностика металлов.

На основании результатов диагностики, анализа статистики повреждений, срока службы и результатов гидравлических испытаний трубопроводов выбираются участки тепловой сети, требующие замены, после чего принимается решение о включении участков тепловых сетей в планы капитальных ремонтов.

Капитальный ремонт включает в себя полную замену трубопровода и частичную замену строительных конструкций. Планирование капитальных ремонтов производится по критериям:

- количества дефектов на участке трубопровода в отопительный период и межотопительный, в результате гидравлических испытаний тепловой сети на плотность и прочность;

- результатов диагностики тепловых сетей;
- объема последствий в результате вынужденного отключения участка;
- срок эксплуатации трубопровода.

В целях организации мониторинга за состоянием оборудования тепловых сетей применяются следующие виды диагностики:

Эксплуатационные испытания:

Гидравлические испытания на плотность и механическую прочность – проводятся ежегодно после отопительного сезона и после проведения ремонтов. Испытания проводятся согласно требованиям ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. По результатам испытаний выявляются дефектные участки, не выдержавшие испытания пробным давлением, формируется график ремонтных работ по устранению дефектов. Перед выполнением ремонта производится дефектация поврежденного участка с вырезкой образцов для анализа состояния трубопроводов и характера повреждения. По результатам дефектации определяется объем ремонта.

Испытания водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя – проводятся с периодичностью, установленной главным инженером тепловых сетей (1 раз в 2 года) с целью выявления дефектов трубопроводов, компенсаторов, опор, а также проверки компенсирующей способности тепловых сетей в условиях температурных деформаций, возникающих при повышении температуры теплоносителя до максимального значения. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя (РД 153.34.1-20.329-2001). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются актом, в котором указываются необходимые мероприятия по устранению выявленных нарушений в работе оборудования. Нарушения, которые возможно устранить в процессе эксплуатации устраняются в оперативном порядке. Остальные нарушения в работе оборудования тепловых сетей включаются в план ремонта на текущий год.

Испытания водяных тепловых сетей на гидравлические потери – проводятся с периодичностью 1 раз в 5 лет с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери (РД 34.20.519-97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные гидравлические характеристики. На основании результатов испытаний производится корректировка гидравлических режимов работы тепловых сетей и систем теплопотребления.

Испытания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях – проводятся 1 раз в 5 лет с целью определения фактических эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях (РД 34.09.255-97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные среднегодовые тепловые потери через тепловую изоляцию. На основании результатов испытаний формируется перечень мероприятий и график их выполнения по приведению тепловых потерь к нормативному значению, связанных с восстановлением и реконструкцией тепловой изоляции на участках с повышенными тепловыми потерями, заменой трубопроводов с изоляцией заводского

изготовления, имеющей наименьший коэффициент теплопроводности, монтажу систем попутного дренажа на участках подверженных затоплению и т.д.

Регламентные работы:

Контрольные шурфовки – проводятся ежегодно по графику в межотопительный период с целью оценки состояния трубопроводов тепловых сетей, тепловой изоляции и строительных конструкций. Контрольные шурфовки проводятся согласно Методических указаний по проведению шурфовок в тепловых сетях (МУ 34-70-149-86). В контрольных шурфах производится внешний осмотр оборудования тепловых сетей, оценивается наружное состояние трубопроводов на наличие признаков наружной коррозии, производится вырезка образцов для оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов, оценивается состояние тепловой изоляции, оценивается состояние строительных конструкций. По результатам осмотра в шурфе составляются акты, в которых отражается фактическое состояние трубопроводов, тепловой изоляции и строительных конструкций. На основании актов разрабатываются мероприятия для включения в план ремонтных работ.

Оценка интенсивности процесса внутренней коррозии - проводится с целью определения скорости коррозии внутренних поверхностей трубопроводов тепловых сетей с помощью индикаторов коррозии. Оценка интенсивности процесса внутренней коррозии производится в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке интенсивности процессов внутренней коррозии в тепловых сетях (РД 153-34.1-17.465-00). На основании обработки результатов лабораторных анализов определяется скорость внутренней коррозии мм/год и делается заключение об агрессивности сетевой воды. На участках тепловых сетей, где выявлена сильная или аварийная коррозия проводится обследование с целью определения мест, вызывающих рост концентрации растворенных в воде газов (подсосы) с последующим устранением. Проводится анализ качества подготовки подпиточной воды.

Техническое освидетельствование – проводится в части наружного осмотра, гидравлических испытаний и технического диагностирования:

- наружный осмотр - ежегодно;
- гидравлические испытания – ежегодно, а также перед пуском в эксплуатацию после монтажа или ремонта, связанного со сваркой;
- техническое диагностирование - по истечении назначенного срока службы (визуальный и измерительный контроль, ультразвуковой контроль, ультразвуковая толщинометрия, механические испытания).

Техническое освидетельствование проводится в соответствии с Типовой инструкцией по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации (РД 153-34.0-20.522-99). Результаты технического освидетельствования заносятся в паспорт тепловой сети. На основании результатов технического освидетельствования разрабатывается план мероприятий по приведению оборудования тепловых сетей в нормативное состояние. Планирование капитальных (текущих) ремонтов.

По данным ТСО:

- Испытания сетей на прочность и плотность проводятся в соответствии с требованиями [17]. Гидравлические испытания тепловых сетей проводятся ежегодно по окончании отопительного сезона и перед его началом.
- Испытания тепловых сетей на потери тепловой энергии и гидравлические потери не проводились.

На основании результатов испытаний, осмотров и обследования оборудования тепловых сетей проводится анализ их технического состояния и формирование перспективного графика

ремонта оборудования тепловых сетей на 5 лет (с ежегодной корректировкой).

На основании перспективного графика ремонтов разрабатывается перспективный план подготовки к ремонту на 5 лет.

Формирование годового графика ремонтов и годового плана подготовки к ремонту производится в соответствии с перспективным графиком ремонта и перспективным планом подготовки к ремонту с учетом корректировки по результатам испытаний, осмотров и обследований.

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

Ремонт оборудования тепловых сетей производится в соответствии с требованиями Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей (СО 34.04.181-2003).

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

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

1.3.18. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.

Расчет и обоснование нормативов технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях производится в соответствии с Приказом №325 от 30.12.2008 г. «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии» [5].

Цель нормирования потерь тепловой энергии - снижение или поддержание потерь на обоснованном уровне. Расчёт нормирования потерь тепловой энергии, являясь составной частью стратегической задачи по рациональному использованию природных ресурсов, строго регламентировано и носит обязательный характер.

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 (пар, конденсат, вода) в пределах установленных норм;
- потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя;
- затраты электрической энергии на передачу тепловой энергии (привод оборудования, расположенного на тепловых сетях и обеспечивающего передачу тепловой энергии).

В нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии не включаются потери и затраты на источниках теплоснабжения и в энергопринимающих установках потребителей тепловой энергии, включая принадлежащие последним трубопроводы тепловых сетей и тепловые пункты.

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя (теплоноситель – вода) относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотность в арматуре и трубопроводах 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.

Нормативные технологические потери и затраты тепловой энергии при ее передаче включают:

- потери и затраты тепловой энергии, обусловленные потерями и затратами теплоносителя;
- потери тепловой энергии теплопередачей через изоляционные конструкции теплопроводов и оборудование тепловых сетей.

Нормирование эксплуатационных часовых тепловых потерь через изоляционные конструкции на расчетный период проводится, исходя из значений часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях функционирования тепловых сетей.

Нормативные технологические затраты электрической энергии определяются для следующего насосного и другого оборудования, находящегося в ведении организации, осуществляющей передачу тепловой энергии:

- подкачивающие насосы на подающих и обратных трубопроводах тепловых сетей;
- подмешивающие насосы в тепловых сетях;
- дренажные насосы;
- насосы зарядки-разрядки баков-аккумуляторов, находящихся в тепловых сетях;
- циркуляционные насосы отопления и горячего водоснабжения, а также насосы подпитки II контура отопления в центральных тепловых пунктах;
- электропривод запорно-регулирующей арматуры;
- другое электротехническое оборудование в составе теплосетевых объектов, предназначенное для передачи тепловой энергии.

Информация по нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя представлена в таблице 24.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 24 Информация по нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.

№пп	Наименование СЦТ	Наименование ТСО	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям		Примечание
			потери тепловой энергии, тыс. Гкал	потери и затраты теплоносителя, м.куб	
на 2020г.					
1	СЦТ «мкр. №1»	АО "Челябоблкоммунэнерго"	1732,5	нд	Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
2	СЦТ «мкр. №2»	АО "Челябоблкоммунэнерго"	647,86	нд	Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	МУП "Кунашак Сервис"	нд	нд	Нормативы не утверждены.
4	СЦТ «Лесной»	МУП "Кунашак Сервис"	нд	нд	Нормативы не утверждены.
на 2021г.					
1	СЦТ «мкр. №1»	АО "Челябоблкоммунэнерго"	1732,5	нд	Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
2	СЦТ «мкр. №2»	АО "Челябоблкоммунэнерго"	648,04	нд	Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	МУП "Кунашак Сервис"	нд	нд	Нормативы не утверждены.
4	СЦТ «Лесной»	МУП "Кунашак Сервис"	нд	нд	Нормативы не утверждены.
на 2022г.					
1	СЦТ «мкр. №1»	АО "Челябоблкоммунэнерго"	2357,06	4582,6	Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
2	СЦТ «мкр. №2»	АО "Челябоблкоммунэнерго"			Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	МУП "Балык"	нд	нд	Нормативы не утверждены.
4	СЦТ «Лесной»	МУП "Балык"	нд	нд	Нормативы не утверждены.
на 2023г.					
1	СЦТ «мкр. №1»	АО "Челябоблкоммунэнерго"	2357,06	4582,6	Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
2	СЦТ «мкр. №2»	АО "Челябоблкоммунэнерго"			Нормативы утверждены Министерством тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	МУП "Балык"	нд	нд	Нормативы не утверждены.
4	СЦТ «Лесной»	МУП "Балык"	нд	нд	Нормативы не утверждены.

1.3.19. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.

Испытания тепловых сетей на потери тепловой энергии за период с 2017г. по 2022г. не проводились. Уровень фактических теплопотерь в тепловых сетях может быть определён как разность между объёмом тепловой энергией, отпускаемой в тепловые сети по прибору учёта, установленному в котельной и фактическим объёмом тепловой энергии, реализованной потребителям *(при условии, что все потребители оснащены приборами учёта тепловой энергии)*.

Все котельные СЦТ Кунашакского СП оснащены узлами учёта тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть.

Доля тепловой энергии, реализуемой потребителям подключённых к СЦТ Кунашакского СП по приборам учёта, не превышает 50%.

Половина многоквартирных домов в с. Кунашак не оснащены общедомовыми приборами учёта тепловой энергии.

Оценить фактические потери тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии не представляется возможным.

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

Предписания, выданные контрольными органами, запрещающие дальнейшую эксплуатацию тепловых сетей СЦТ Кунашакского СП не предоставлены.

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

Тип присоединения потребителей к тепловым сетям – непосредственное, без смешения, по параллельной схеме включения потребителей. Система теплоснабжения закрытая.

Централизованное горячее водоснабжение предусмотрено в отопительный период только для четырёх МКД в с. Кунашак. Нагрев воды на нужды ГВС осуществляется в бойлерах установленных в подвалах МКД.

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

Сведения об оснащённости потребителей приборами коммерческого учёта тепловой энергии по состоянию на 2023 год отражены в таблице 25.

В соответствии с п.5 статьи 13 Федерального закона РФ №261 от 23.11.2009г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» все МКД должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) УУТЭ.

Таблица 25 Сведения об оснащённости потребителей приборами коммерческого учёта тепловой энергии в Кунашакском СП.

Наименование услуги	Юридические лица (ИП и прочие организаций), получающие услугу теплоснабжения			Объекты, используемые для размещения органов местного самоуправления муниципальных образований, включая подведомственные бюджетные учреждения, получающие услуги централизованного теплоснабжения			Многоквартирные дома, получающие услуги централизованного теплоснабжения			Частные домовладения, получающие услуги централизованного теплоснабжения		
	общее количество объектов	количество объектов, получающих услугу теплоснабжения по приборам учёта	доля оснащения приборами учёта	общее количество объектов	количество объектов, получающих услугу теплоснабжения по приборам учёта	доля оснащения приборами учёта	общее количество МКД	общее количество МКД, получающих услугу теплоснабжения по общедомовым приборам учёта	доля оснащения МКД общедомовыми приборами учёта	общее количество домовладений	количество домовладений, получающих услугу теплоснабжения по приборам учёта	доля оснащения приборами учёта
	шт	шт	%	шт	шт	%	шт	шт	%	шт	шт	%
Отопление	21	нд	—	42	нд	—	48	23	47,9	65	0	0,0
ГВС	0	0	—	0	0	—	4	нд	—	0	0	—

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

В ТСО имеются инженерно-технические работники (ИТР) и оперативно-ремонтный персонал, которые контролирует техническое состояние сетей теплоснабжения.

Система автоматизированного мониторинга технического состояния тепловых сетей отсутствует. Наличие прорывов в сетях определяется по показаниям манометров, установленных на трубопроводах, объёму подпитки и визуально при осмотре теплотрассы.

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

ЦТП в составе СЦТ Кунашакского СП не предусмотрены.

1.3.25. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.

В соответствии со СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», в каждом элементе единой системы теплоснабжения (на источнике тепла, в тепловых сетях, в системах теплопотребления) должны быть предусмотрены средства защиты от недопустимых изменений давлений сетевой воды. Эти средства в первую очередь должны обеспечивать поддержание допустимого давления в аварийных режимах, вызванных отказом оборудования данного элемента, а также защиту собственного оборудования при аварийных внешних воздействиях.

Средства защиты тепловых сетей от превышения давления представляют собой предохранительные клапаны, установленные в котельных.

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

На основании данных, предоставленных Комитетом управления имущественных и земельных отношений Администрации Кунашакского МР бесхозные сети теплоснабжения на территории Кунашакского СП отсутствуют (см. п.1.6 в томе 3).

Согласно пункта 4 статьи 8 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»: В случае, если организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, осуществляют содержание и обслуживание объекта теплоснабжения, который не имеет собственника или собственник которого неизвестен либо от права собственности на который собственник отказался (далее - бесхозный объект теплоснабжения), затраты на содержание, ремонт, эксплуатацию такого объекта теплоснабжения учитываются при установлении тарифов в отношении указанных организаций в порядке, установленном основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

1.3.27. Эксплуатационные показатели тепловых сетей и сооружений на них.

Динамика изменения эксплуатационных показателей тепловых сетей и сооружений на них отдельно по каждой СЦТ представлена в таблице 26.

Динамика изменения эксплуатационных показателей тепловых сетей и сооружений на них в целом по всем СЦТ представлена в таблице 27.

Таблица 26 Динамика изменения эксплуатационных показателей тепловых сетей и сооружений на них отдельно по каждой СЦТ.

№пп	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022
Котельная СЦТ «мкр. №1»						
1	Потери тепловой энергии	Гкал	1732,5	1732,5	1729,8	1683,0
		% к отпуску в сеть	24,4	26,7	16,0	17,4
2	Нормативные потери тепловой энергии	Гкал	1730,0	1732,5	1729,8	1729,8
3	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии (с коллекторов)	т/ Гкал	0,21	0,06	0,05	0,00
4	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии (с коллекторов)	кВт-ч/Гкал	32,49	32,08	30,54	32,75
6	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период	1/км/год	0	0	0	0
7	Среднее время восстановления теплоснабжения	час	0	0	0	0
8	Средний недоотпуск тепловой энергии	Гкал/отказ	0	0	0	0
Котельная СЦТ «мкр. №2»						
1	Потери тепловой энергии	Гкал	675,0	648,0	627,2	202,8
		% к отпуску в сеть	6,2	6,3	5,8	2,1
2	Нормативные потери тепловой энергии	Гкал	670,0	648,0	627,2	627,2
3	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии (с коллекторов)	т/ Гкал	0,21	0,06	0,05	0,26
4	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии (с коллекторов)	кВт-ч/Гкал	32,49	28,01	30,54	28,98
6	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период	1/км/год	0	0	0	0
7	Среднее время восстановления теплоснабжения	час	0	0	0	0
8	Средний недоотпуск тепловой энергии	Гкал/отказ	0	0	0	0
Котельная СЦТ «мкр. Совхозный»						
1	Потери тепловой энергии	Гкал	137,0	288,0	288,0	288,0
		% к отпуску в сеть	6,0	11,1	9,3	9,3
2	Нормативные потери тепловой энергии	Гкал	нд	нд	нд	нд
3	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии (с коллекторов)	т/ Гкал	нд	нд	нд	нд
4	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии (с коллекторов)	кВт-ч/Гкал	нд	нд	18,56	19,04
6	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период	1/км/год	0	0	0	0
7	Среднее время восстановления теплоснабжения	час	0	0	0	0
8	Средний недоотпуск тепловой энергии	Гкал/отказ	0	0	0	0
Котельная СЦТ «Лесной»						
1	Потери тепловой энергии	Гкал	190,0	588,2	588,2	588,2
		% к отпуску в сеть	6,8	13,2	18,6	18,6
2	Нормативные потери тепловой энергии	Гкал	нд	нд	нд	нд
3	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии (с коллекторов)	т/ Гкал	нд	нд	нд	нд
4	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии (с коллекторов)	кВт-ч/Гкал	нд	нд	20,80	20,57
6	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период	1/км/год	0	0	0	0
7	Среднее время восстановления теплоснабжения	час	0	0	0	0
8	Средний недоотпуск тепловой энергии	Гкал/отказ	0	0	0	0

Таблица 27 Динамика изменения эксплуатационных показателей тепловых сетей и сооружений на них в целом по всем СЦТ.

№пп	Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022
1	Потери тепловой энергии	Гкал	2734,5	3256,7	3233,2	2762,0
		% к отпуску в сеть	11,9	13,7	8,1	7,2
2	Нормативные потери тепловой энергии	Гкал	нд	нд	нд	нд
3	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии (с коллекторов)	т/ Гкал	нд	нд	нд	нд
4	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии (с коллекторов)	кВт-ч/Гкал	нд	нд	нд	нд
6	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период	1/км/год	0	0	0	0
7	Среднее время восстановления теплоснабжения	час	0	0	0	0
8	Средний недоотпуск тепловой энергии	Гкал/отказ	0	0	0	0

Часть 1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

В соответствии с п. 2 Требований к схемам теплоснабжения (см. [1]): Зоной действия источника тепловой энергии является территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

В соответствии с п. 25 Методический указаний по разработке схем теплоснабжения (см. [2]): Границы зон действия источников тепловой энергии должны устанавливаться по конечным потребителям, подключенным к тепловым сетям источника тепловой энергии.

По состоянию на апрель 2023 года:

- На территории Кунашакского СП функционируют четыре централизованные системы теплоснабжения (далее СЦТ).
- В котельных СЦТ в качестве основного топлива используется сетевой природный газ.
- В каждой СЦТ действует только по одной котельной.
- Каждая СЦТ действует в границах только одного населённого пункта.
- Централизованное горячее водоснабжение предусмотрено в отопительный период только для четырёх МКД в с. Кунашак.
- Все СЦТ на территории СП закрытые.
- Источники, функционирующие в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, на территории Кунашакского СП отсутствуют.

Общие сведения по СЦТ Кунашакского СП приведены в таблице 6.

Зоны действия систем теплоснабжения и расположение котельных приведены на рисунках 2 и 3.

Параметры зон централизованного теплоснабжения приведены в таблице 28.

Зоны действия децентрализованного теплоснабжения в Кунашакском СП сформированы в районах с индивидуальной одноэтажной жилой застройкой. Такие здания, как правило, не присоединены к СЦТ. Теплоснабжение осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное и (или) электрическое отопление. Предоставленные сведения по источникам децентрализованного теплоснабжения (далее по тексту *ДцСТ*), с указанием основных параметров приведены в таблице 5.

Отдельные организации эксплуатируют собственные автономные котельные и сети для теплоснабжения собственных объектов (системы децентрализованного теплоснабжения).

Таблица 28 Параметры зон централизованного теплоснабжения.

№пп	Наименование СЦТ	Присоединённая тепловая нагрузка	Количество объектов (зданий), получающих услуги централизованного теплоснабжения (отопление)	Площадь зоны централизованного теплоснабжения
		Гкал/ч	шт	км ²
1	СЦТ «мкр. №1»	3,06	48	0,227
2	СЦТ «мкр. №2»	4,82	60	0,18
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	0,9	11	0,032
4	СЦТ «Лесной»	1,62	28	0,049
ИТОГО по Кунашакскому СП		10,4	147	0,488

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

1.5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления.

Перечень потребителей, подключенных к СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок приведён в приложении 1.

Перечень потребителей, подключенных к СЦТ «Лесной» с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок приведён в приложении 2.

По СЦТ «мкр. «Совхозный» перечень потребителей с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок не предоставлен.

Спрос на тепловую мощность на 2022г. в расчетных элементах территориального деления (РЭТД) представлен в таблице 29 (*прим.: источник данных - расчётная таблица 30*). В качестве РЭТД в данной работе используются зоны действия СЦТ.

Суммарные расчётные тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии по каждой СЦТ по видам потребления и по категориям потребителей по состоянию на 2019г., 2020г., 2021г. и 2022г. совмещены с балансом тепловых мощностей и приведены в таблице 30.

На рис. 17 приведена диаграмма, построенная на основании данных таблицы 30 и отражающая структуру тепловых нагрузок потребителей в зависимости от категории потребителей.

На рис. 18 приведена диаграмма, построенная на основании данных таблицы 29 и отражающая распределение тепловых нагрузок потребителей между СЦТ поселения.

Таблица 29 Спрос на тепловую мощность в РЭТД.

№пп	Наименование статьи баланса	РЭТД	Присоединенная (расчётная) тепловая нагрузка, Гкал/час		
			всего	отопление и вентиляция	ГВС (средняя в сутки максимального водопотребления)
1	СЦТ «мкр. №1»	с. Кунашак, микрорайон №1	3,060	3,060	0,000
2	СЦТ «мкр. №2»	с. Кунашак, микрорайон №2	4,820	4,820	0,000
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	с. Кунашак, микрорайон "Совхозный"	0,899	0,899	0,000
4	СЦТ «Лесной»	п. Лесной	1,622	1,622	0,000
ИТОГО по Кунашакскому СП			10,40	10,40	0,00

Выводы:

- Основными потребителями тепловой энергии, вырабатываемой на котельных СЦТ Кунашакского СП являются объекты жилищного фонда (около 47%) и объекты бюджетной сферы (около 36%).
- Практически 100% всей тепловой нагрузки потребителей, подключенных к СЦТ, составляет нагрузка на отопление и вентиляцию.
- Порядка 89% тепловой нагрузки потребителей приходится на с. Кунашак.

Таблица 30 Баланс тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в ретроспективный период (расчётная таблица).

№п/п	Наименование статьи баланса	ГОД	УТМ	Ограничения УТМ	РТУМ*	Собственные и хозяйственные нужды котельной	РТУМ на котлах котельной (мощность "нетто")	Потери тепловой мощности в тепловых сетях (нормативные)	РТУМ на стороне потребления	Присоединенная (расчётная) тепловая нагрузка					Расчётная тепловая нагрузка на котельные источники тепловой энергии	Резервы (+) дефициты (-) тепловой мощности по расчётной (договорной) нагрузке	Резервы (+) дефициты (-) тепловой мощности по фактической нагрузке	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на котлах котельной при аварийном вводе из работы самого мощного котла	
										всего	по видам потребления		по категориям потребителей						
											отопление и вентиляция	ГВС (средняя в сутки максимального водопотребления)	население	бюджет					прочие организации
	Ед. изм.		Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	
	Формула для расчёта		—	—	п1+п2	—	п3+п4	—	п5+п6	п8.1+п8.2	—	—	—	—	—	п8+п6	п7+п8	—	—
	номер столбца		1	2	3	4	5	6	7	8	8.1	8.2	8.3	8.4	8.5	9	10	11	12
1	ЦДТ «мкр. №1»	2019	8	0	8	0,1712	7,8288	0,33	7,4988	3,06	3,06	0	1,421	1,267	0,372	3,39	4,4388	4,4388	5,8288
		2020	8	0	8	0,1712	7,8288	0,33	7,4988	3,06	3,06	0	1,421	1,267	0,372	3,39	4,4388	4,4388	5,8288
		2021	8	0	8	0,1712	7,8288	0,33	7,4988	3,06	3,06	0	1,421	1,267	0,372	3,39	4,4388	4,4388	5,8288
		2022	8	0	8	0,1712	7,8288	0,33	7,4988	3,06	3,06	0	1,421	1,267	0,372	3,39	4,4388	4,4388	5,8288
2	ЦДТ «мкр. №2»	2019	8	0	8	0,176	7,824	0,13	7,694	4,82	4,82	0	2,326	1,896	0,598	4,95	2,874	2,874	5,824
		2020	8	0	8	0,176	7,824	0,13	7,694	4,82	4,82	0	2,326	1,896	0,598	4,95	2,874	2,874	5,824
		2021	8	0	8	0,176	7,824	0,13	7,694	4,82	4,82	0	2,326	1,896	0,598	4,95	2,874	2,874	5,824
		2022	8	0	8	0,176	7,824	0,13	7,694	4,82	4,82	0	2,326	1,896	0,598	4,95	2,874	2,874	5,824
3	ЦДТ «мкр. Совхозный»	2019	1,307	0	1,307	0,02614	1,28086	0,15	1,13086	0,899	0,899	0	0,189	0,36	0,35	1,049	0,23186	0,23186	0,40386
		2020	1,307	0	1,307	0,02614	1,28086	0,15	1,13086	0,899	0,899	0	0,189	0,36	0,35	1,049	0,23186	0,23186	0,40386
		2021	1,307	0	1,307	0,02614	1,28086	0,15	1,13086	0,899	0,899	0	0,189	0,36	0,35	1,049	0,23186	0,23186	0,40386
		2022	1,307	0	1,307	0,02614	1,28086	0,15	1,13086	0,899	0,899	0	0,189	0,36	0,35	1,049	0,23186	0,23186	0,40386
4	ЦДТ «Песочный»	2019	1,376	0	1,376	0,02752	1,34848	0,23	1,11848	1,622	1,622	0	0,914	0,13452	0,57348	1,852	-0,50352	-0,50352	1,00448
		2020	1,376	0	1,376	0,02752	1,34848	0,23	1,11848	1,622	1,622	0	0,914	0,13452	0,57348	1,852	-0,50352	-0,50352	1,00448
		2021	1,376	0	1,376	0,02752	1,34848	0,23	1,11848	1,622	1,622	0	0,914	0,13452	0,57348	1,852	-0,50352	-0,50352	1,00448
		2022	1,376	0	1,376	0,02752	1,34848	0,23	1,11848	1,622	1,622	0	0,914	0,13452	0,57348	1,852	-0,50352	-0,50352	1,00448
ИТОГО по Кунашакскому СП		2019	18,683	0	18,683	0,401	18,282	0,84	17,442	10,401	10,401	0	4,850	3,658	1,893	11,241	7,041	7,041	13,061
		2020	18,683	0	18,683	0,401	18,282	0,84	17,442	10,401	10,401	0	4,850	3,658	1,893	11,241	7,041	7,041	13,061
		2021	18,683	0	18,683	0,401	18,282	0,84	17,442	10,401	10,401	0	4,850	3,658	1,893	11,241	7,041	7,041	13,061
		2022	18,683	0	18,683	0,401	18,282	0,84	17,442	10,401	10,401	0	4,850	3,658	1,893	11,241	7,041	7,041	13,061

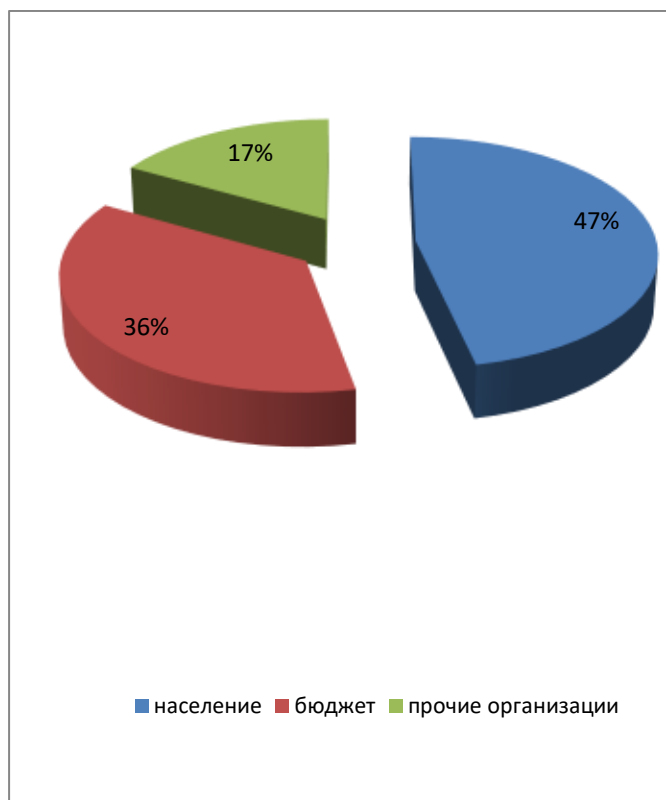


Рисунок 17 Структура тепловых нагрузок в зависимости от категории потребителей.



Рисунок 18 Распределение тепловых нагрузок между СЦТ поселения.

1.5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в ретроспективный период приведены в таблице 30.

Для удобства восприятия и анализа значения УТМ, расчетных тепловых нагрузок источников тепловой энергии и расчётных (договорных) тепловых нагрузок потребителей в ретроспективный период (с 2019г. по 2022г.) выделены в таблицу 31 (*прим.: источник данных - расчётная таблица 30*).

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 31 Значения УТМ, расчетных тепловых нагрузок источников тепловой энергии и расчётных (договорных) тепловых нагрузок потребителей в ретроспективный период (прим.: ист. данных - таблица 30).

№пп	Наименование статьи баланса	ГОД	УТМ	Присоединенная (расчётная) тепловая нагрузка						Расчетная тепловая нагрузка на коллекторе источника тепловой энергии
				всего	отопление и вентиляция	ГВС (средняя в сутки максимального водопотребления)	население	бюджет	прочие организации	
	Ед. изм.		ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	
1	СЦТ «мкр. №1»	2019	8,00	3,06	3,06	0,00	1,42	1,27	0,37	3,390
		2020	8,00	3,06	3,06	0,00	1,42	1,27	0,37	3,390
		2021	8,00	3,06	3,06	0,00	1,42	1,27	0,37	3,390
		2022	8,00	3,06	3,06	0,00	1,42	1,27	0,37	3,390
2	СЦТ «мкр. №2»	2019	8,00	4,82	4,82	0,00	2,33	1,90	0,60	4,950
		2020	8,00	4,82	4,82	0,00	2,33	1,90	0,60	4,950
		2021	8,00	4,82	4,82	0,00	2,33	1,90	0,60	4,950
		2022	8,00	4,82	4,82	0,00	2,33	1,90	0,60	4,950
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	2019	1,31	0,90	0,90	0,00	0,19	0,36	0,35	1,049
		2020	1,31	0,90	0,90	0,00	0,19	0,36	0,35	1,049
		2021	1,31	0,90	0,90	0,00	0,19	0,36	0,35	1,049
		2022	1,31	0,90	0,90	0,00	0,19	0,36	0,35	1,049
4	СЦТ «Лесной»	2019	1,38	1,62	1,62	0,00	0,91	0,13	0,57	1,852
		2020	1,38	1,62	1,62	0,00	0,91	0,13	0,57	1,852
		2021	1,38	1,62	1,62	0,00	0,91	0,13	0,57	1,852
		2022	1,38	1,62	1,62	0,00	0,91	0,13	0,57	1,852
ИТОГО по Кунашакскому СП		2019	18,68	10,40	10,40	0,00	4,85	3,66	1,89	11,24
		2020	18,68	10,40	10,40	0,00	4,85	3,66	1,89	11,24
		2021	18,68	10,40	10,40	0,00	4,85	3,66	1,89	11,24
		2022	18,68	10,40	10,40	0,00	4,85	3,66	1,89	11,24

1.5.3 Случаи (условия) применения для отопления жилых помещений в многоквартирных домах с централизованным теплоснабжением индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.

Поквартирное отопление значительно удешевляет жилищное строительство: отпадает необходимость в дорогостоящих теплосетях, тепловых пунктах, приборах учета тепловой энергии; становится возможным вести жилищное строительство в городских районах, не обеспеченных развитой инфраструктурой тепловых сетей, при условии надежного газоснабжения; снимается проблема окупаемости системы отопления, т.к. погашение стоимости происходит в момент покупки жилья.

Потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта, и сам определяет уровень собственного обеспечения теплом и горячей водой; снимается проблема перебоев в тепле и горячей воде по техническим, организационным и сезонным причинам.

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

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

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

Таким образом, установка поквартирного отопления возможна зачастую во вновь строящихся МКД с предусмотренной проектом системой поквартирного отопления.

По данным администрации Кунашакского МР, случаев применения отопления жилых помещений в МКД с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии на территории Кунашакского СП не зафиксировано.

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

Средняя температура отопительного сезона, согласно СП 131.13330.2020 «Строительная климатология», составляет минус 6,6 °С для г. Челябинск, составляет минус 6,6 °С. Продолжительность отопительного сезона составляет 212 суток.

В таблице 32 приведены расчётные данные о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии по итогам работы СЦТ Кунашакского СП в 2019г. Информация о фактическом потреблении ТЭР, балансе тепловой энергии по итогам работы СЦТ Кунашакского СП в 2019г. не предоставлена.

В таблице 33 приведены фактические данные о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии по итогам работы СЦТ Кунашакского СП в 2020г.

В таблице 34 приведены фактические данные о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии по итогам работы СЦТ Кунашакского СП в 2021г.

В таблице 35 приведены фактические данные о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии по итогам работы СЦТ Кунашакского СП в 2022г.

Величина потребления тепловой энергии за год и за отопительный период совпадают, так как СЦТ Кунашакского СП в межотопительный период не работают.

Таблица 32 Сведения о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии отдельно по каждой СЦТ Кунашакского СП за 2019г.

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	СЦТ «котельная №1»	СЦТ «котельная №2»	СЦТ «мкр. Совхозный»	СЦТ «Лесной»
Потреблённое топливо (энергия)						
1	Всего, в том числе:	т.у.т.	1178,6	1799,0	361,5	443,1
1.1	природный газ (K=1,154)	тыс.м.куб.	1021,3	1559,0	313,3	384,0
1.2	уголь (K=0,75)	тонн	—	—	—	—
1.3	дизтопливо (K=1,45)	тонн	—	—	—	—
	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	8249,8	12593,0	2530,8	3102,0
Тепловая энергия						
2	Выработано тепловой энергии	Гкал	7260	11082	2318	2859
3	Собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии	Гкал	155	244	46	57
4	Собственные нужды предприятия (для производственных котельных)	Гкал	—	—	—	—
5	Получено тепловой энергии со стороны	Гкал	—	—	—	—
6	Отпущено в тепловые сети	Гкал	7104,5	10838,0	2271,2	2801,8
7	Потери в тепловой сети	Гкал	1732,5	675	137	190
8	Отпущено потребителям по видам потребления, в том числе:	Гкал	5372	10163	2134	2612
8.1	на нужды отопления и вентиляции	Гкал	5372	10163	2134	2612
8.2	на нужды ГВС	Гкал	—	—	—	—
8.3	на технологию (напр.: сушка древесины, пекарня)	Гкал	—	—	—	—
9	Отпущено потребителям по категориям всего, в том числе:	Гкал	5372,0	10163,0	2134,4	2611,7
9.1	население	Гкал	2495	4904,0	448,7	1619,2
9.2	бюджетная сфера	Гкал	2225	3998,0	854,7	188,6
9.3	прочие организации	Гкал	652,0	1261,0	831,0	803,9
9.4	производство	Гкал	—	—	—	—
Потреблённая вода						
10	Объём воды на подпитку сети теплоснабжения	тыс.м.куб.	3,262		нд	нд
11	Объём воды отпущенной потребителям на нужды ГВС из открытых систем теплоснабжения	тыс.м.куб.	0	0	0	0
Потреблённая электроэнергия						
12	Объём потреблённой электроэнергии	тыс.кВтч	505		нд	нд
Время работы						
13	Время работы системы отопления и вентиляции	суток	212	212	212	212
14	Время работы системы ГВС	суток	0	0	0	0

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 33 Сведения о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии отдельно по каждой СЦТ Кунашакского СП за 2020г.

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	СЦТ «мкр. №1»	СЦТ «мкр. №2»	СЦТ «мкр. Совхозный»	СЦТ «Лесной»
<u><i>Потреблённое топливо (энергия)</i></u>						
1	Всего, в том числе:	т.у.т.	1078,1	1668,3	435,5	734,6
1.1	природный газ (K=1,154)	тыс.м.куб.	934,2	1445,7	377,4	636,5
1.2	уголь (K=0,75)	тонн	—	—	—	—
1.3	дизтопливо (K=1,45)	тонн	—	—	—	—
	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	7540,3	11853,5	3048,3	5141,9
<u><i>Тепловая энергия</i></u>						
2	Выработано тепловой энергии	Гкал	6635,5	10431	2815	4700
3	Собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии	Гкал	150	200	229	240
4	Собственные нужды предприятия (для производственных котельных)	Гкал	—	—	—	—
5	Получено тепловой энергии со стороны	Гкал	—	—	—	—
6	Отпущено в тепловые сети	Гкал	6485,5	10231,0	2586,0	4460
7	Потери в тепловой сети	Гкал	1732,5	648,04	288	588
8	Отпущено потребителям по видам потребления, в том числе:	Гкал	4753	9583	2298	3872
8.1	на нужды отопления и вентиляции	Гкал	4753	9583	2298	3872
8.2	на нужды ГВС	Гкал	—	—	—	—
8.3	на технологию (напр.: сушка древесины, пекарня)	Гкал	—	—	—	—
9	Отпущено потребителям по категориям всего, в том числе:	Гкал	4703	9583	2298,0	3871,7
9.1	население	Гкал	2357	4795	нд	нд
9.2	бюджетная сфера	Гкал	1797	3601	нд	нд
9.3	прочие организации	Гкал	549	1187	нд	нд
9.4	производство	Гкал	—	—	—	—
<u><i>Потреблённая вода</i></u>						
10	Объём воды на подпитку сети теплоснабжения	тыс.м.куб.	2,367	1,026	нд	нд
11	Объём воды, отпущенной потребителям на нужды ГВС из открытых систем теплоснабжения	тыс.м.куб.	0	0	0	0
<u><i>Потреблённая электроэнергия</i></u>						
12	Объём потреблённой электроэнергии	тыс.кВтч	208,06	286,54	нд	нд
<u><i>Время работы</i></u>						
13	Время работы системы отопления и вентиляции	суток	218	218	218	218
14	Время работы системы ГВС	суток	0	0	0	0

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 34 Сведения о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии отдельно по каждой СЦТ Кунашакского СП за 2021г.

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	СЦТ «мкр. №1»	СЦТ «мкр. №2»	СЦТ «мкр. Совхозный»	СЦТ «Лесной»
<u>Потреблённое топливо (энергия)</u>						
1	Всего, в том числе:	т.у.т.	880,6	1715,6	465,1	556,2
1.1	природный газ (K=1,154)	тыс.м.куб.	763,1	1486,7	403,0	482,0
1.2	уголь (K=0,75)	тонн	—	—	—	—
1.3	дизтопливо (K=1,45)	тонн	—	—	—	—
	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	6164,3	12009,4	3255,4	3893,6
<u>Тепловая энергия</u>						
2	Выработано тепловой энергии	Гкал	5654,3	11032,7	3109	3169
3	Собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии	Гкал	150	200	0	0
4	Собственные нужды предприятия (для производственных котельных)	Гкал	—	—	—	—
5	Получено тепловой энергии со стороны	Гкал	—	—	—	—
6	Отпущено в тепловые сети	Гкал	5504,3	10832,7	3109,0	3168,7
7	Потери в тепловой сети (нормативные)	Гкал	1729,8	627,2	288	588
8	Отпущено потребителям по видам потребления, в том числе:	Гкал	5264	10727	2821,0	2580,5
8.1	на нужды отопления и вентиляции	Гкал	5264	10727	2821,0	2580,5
8.2	на нужды ГВС	Гкал	—	—	—	—
8.3	на технологию (напр.: сушка древесины, пекарня)	Гкал	—	—	—	—
9	Отпущено потребителям по категориям всего, в том числе:	Гкал	5264	10727	2821,0	2580,5
9.1	население	Гкал	2638	5367	2108,0	1893,0
9.2	бюджетная сфера	Гкал	2011	4031	346,0	91,3
9.3	прочие организации	Гкал	615	1329	367,0	595,7
9.4	производство	Гкал	—	—	—	—
<u>Потреблённая вода</u>						
10	Объём воды на подпитку сети теплоснабжения	тыс.м.куб.	нд	нд	нд	нд
11	Объём воды, отпущенной потребителям на нужды ГВС из открытых систем теплоснабжения	тыс.м.куб.	0	0	0	0
<u>Потреблённая электроэнергия</u>						
12	Объём потреблённой электроэнергии	тыс.кВтч	нд	нд	57,7	65,9
<u>Время работы</u>						
13	Время работы системы отопления и вентиляции	суток	218	218	218	218
14	Время работы системы ГВС	суток	0	0	0	0

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 35 Сведения о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии отдельно по каждой СЦТ Кунашакского СП за 2022г.

Непп	Составляющая баланса	Ед. изм.	СЦТ «мкр. №1»	СЦТ «мкр. №2»	СЦТ «мкр. Совхозный»	СЦТ «Лесной»
<u>Потреблённое топливо (энергия)</u>						
1	Всего, в том числе:	т.у.т.	1109,7	1526,7	417,3	555,7
1.1	природный газ (K=1,154)	тыс.м.куб.	961,6	1323,0	361,6	481,5
1.2	уголь (K=0,75)	тонн	—	—	—	—
1.3	дизтопливо (K=1,45)	тонн	—	—	—	—
	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	7767,8	10687,2	2921,1	3889,9
<u>Тепловая энергия</u>						
2	Выработано тепловой энергии	Гкал	6701,0	9864,0	2453,7	2240,3
3	Собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии	Гкал	150	200	0	0
4	Собственные нужды предприятия (для производственных котельных)	Гкал	—	—	—	—
5	Получено тепловой энергии со стороны	Гкал	—	—	—	—
6	Отпущено в тепловые сети	Гкал	6551,0	9664,0	3109,0	3168,7
7	Потери в тепловой сети	Гкал	1683,0	202,8	288	588
8	Отпущено потребителям по видам потребления, в том числе:	Гкал	4770	9461	2821,0	2580,5
8.1	на нужды отопления и вентиляции	Гкал	4770	9461	2821,0	2580,5
8.2	на нужды ГВС	Гкал	—	—	—	—
8.3	на технологию (напр.: сушка древесины, пекарня)	Гкал	—	—	—	—
9	Отпущено потребителям по категориям всего, в том числе:	Гкал	4770	9461	2821,0	2580,5
9.1	население	Гкал	2318	4859	1904,3	1636,5
9.2	бюджетная сфера	Гкал	1974	3428	335,6	86,3
9.3	прочие организации	Гкал	478	1174	213,8	517,5
9.4	производство	Гкал	—	—	—	—
<u>Потреблённая вода</u>						
10	Объём воды на подпитку сети теплоснабжения	тыс.м.куб.	0	2,492	нет данных	нет данных
11	Объём воды отпущенной потребителям на нужды ГВС из открытых систем теплоснабжения	тыс.м.куб.	—	—	—	—
<u>Потреблённая электроэнергия</u>						
12	Объём потреблённой электроэнергии	тыс.кВтч	214,53	280,07	59,198	65,167
<u>Время работы</u>						
13	Время работы системы отопления и вентиляции	суток	226	226	226	226
14	Время работы системы ГВС	суток	—	—	—	—

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

Нормативы потребления тепловой энергии утверждаются уполномоченными органами. При установлении нормативов могут применяться: метод аналогов, экспертный метод, расчетный метод. Решение о применении одного из методов либо их сочетании принимается уполномоченными органами.

Определение нормативов потребления тепла с применением метода аналогов и экспертного метода производится на основе выборочного наблюдения потребления коммунальных услуг в многоквартирных и жилых домах, имеющих аналогичные технические и строительные характеристики, степень благоустройства и заселенность. Они основываются на данных об объеме потребления с коллективных приборов учета.

Расчетный метод применяется, если результаты измерений коллективными (общедомовыми) приборами учета тепла в многоквартирных домах или жилых домах отсутствуют или их недостаточно для применения метода аналогов, а также, если отсутствуют данные измерений для применения экспертного метода.

При определении нормативов потребления тепла учитываются технологические потери и не учитываются расходы коммунальных ресурсов, возникшие в результате нарушения требований технической эксплуатации внутридомовых инженерных коммуникаций и оборудования, правил пользования жилыми помещениями и содержания общего имущества в многоквартирном доме.

Норматив теплопотребления показывает необходимое количество тепловой энергии, Гкал, затрачиваемой на отопление 1 м² площади помещения в зависимости от года постройки и этажности многоквартирного жилого дома. Норматив потребления горячего водоснабжения показывает объем потребления ГВС, м³, на одного человека в месяц в зависимости от условий потребления услуги ГВС и этажности здания.

Действующие годовые нормативы потребления тепловой энергии утверждены постановлением Главы Кунашакского района от 12.05.2003г. №520 и составляют 0,342Гкал на 1м.кв. отапливаемой площади (копия постановления представлена в п. 1.6 тома 3).

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению, которые устанавливаются в Челябинской области, в том числе в Кунашакском МР, с 01.01.2024г. на основании Постановления Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 28 декабря 2016 года №66/2 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению, применяемых на территории Челябинской области» *(с изменениями на 30 декабря 2022 года)*. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Челябинской области из расчета продолжительности отопительного периода 7 месяцев с 01.01.2024г. приведены в таблице 36.

1.5.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения.

Перечень потребителей, подключенных к СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок приведён в приложении 1.

Перечень потребителей, подключенных к СЦТ «Лесной» с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок приведён в приложении 2.

По СЦТ «мкр. «Совхозный» перечень потребителей с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок не предоставлен.

Таблица 36 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Кунашакского СП.

Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого (нежилого) помещения в месяц)			
Категория многоквартирного (жилого) дома	многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
Этажность	Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно		
1	0,05698	0,05698	0,05698
2	0,02838 <*>	0,02274 <*>	0,0656
3-4	0,03254 <*>	0,02967 <*>	0,02477 <*>
5-9	0,02691 <*>	0,02546 <*>	0,02802 <*>
10	0,02942	0,02942	0,02942
11	0,0313	0,0313	0,0313
12	0,02825 <*>	0,03095	0,03095
13	0,0313	0,0313	0,0313
14	0,03181	0,03181	0,03181
15	0,03224	0,03224	0,03224
16 и более	0,0331	0,0331	0,0331
Этажность	Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
1	0,02649	0,02649	0,02649
2	0,02229	0,02229	0,02229
3	0,02581	0,02581	0,02581
4-5	0,02178	0,02178	0,02178
6-7	0,01766	0,01766	0,01766
8	0,01681	0,01681	0,01681
9	0,01684	0,01684	0,01684
10	0,01463	0,02013 <*>	0,01463
11	0,01595	0,01595	0,01595
12 и более	0,01552	0,01552	0,01552

Примечание: Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению, применяемые на территории Челябинской области из расчета продолжительности отопительного периода - 7 месяцев.

Перечень потребителей тепловой энергии с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок совмещён с результатами поверочного гидравлического расчёта и приведён в таблице 60 главы 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

Суммарные расчётные (договорные) тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии по каждой СЦТ по видам потребления приведены в таблице 29.

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

Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии выполнить не представляется возможным, так как отсутствуют проектные величины тепловых нагрузок на здания, подключенных к СЦТ.

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

1.6.1. Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.

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

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

Располагаемая мощность источника тепловой энергии (РТМ) — 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.

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

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии в ретроспективный период приведены в таблице 30.

Для удобства восприятия и анализа значения УТМ, РТМ, тепловой мощности «нетто», резервов и дефицитов тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях, а также значения присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии за базовый год выделены в таблицу 37 (*прим.: источник данных - расчётная таблица 30*).

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

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

Из таблицы 37 видно, что дефицит тепловой мощности «нетто» имеется на котельной СЦТ «Лесной». Установка приборов учёта тепловой энергии в МКД может дать объективную картину по резервам мощности на котельной СЦТ «Лесной».

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 37 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии за базовый год (прим.: ист. данных - таблица 30).

№пп	Наименование СЦТ	УТМ	Ограничения УТМ	РТМ*	Собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии	РТМ на коллекторах котельной (мощность "нетто")	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	РТМ на стороне потребителя	Присоединенная (расчётная) тепловая нагрузка	Расчетная тепловая нагрузка на коллекторе источника тепловой энергии	Резервы (+) дефициты (-) тепловой мощности "нетто"
		ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час
1	СЦТ «мкр. №1»	8,00	0,00	8,00	0,171	7,829	0,330	7,50	3,06	3,390	4,44
2	СЦТ «мкр. №2»	8,00	0,00	8,00	0,176	7,824	0,130	7,69	4,82	4,950	2,87
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	1,31	0,00	1,31	0,026	1,281	0,150	1,13	0,90	1,049	0,23
4	СЦТ «Лесной»	1,38	0,00	1,38	0,028	1,348	0,230	1,12	1,62	1,852	-0,50
ИТОГО по Кунашакскому СП		18,68	0,00	18,68	0,40	18,28	0,84	17,44	10,40	11,24	7,04

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

Гидравлический режим тепловой сети — это режим, определяющий давления в теплопроводах при движении теплоносителя (гидродинамический режим) и при неподвижной воде (гидростатический режим).

Основным инструментом анализа гидравлического режима тепловой сети является пьезометрический график. Пьезометрические графики строятся по результатам гидравлического расчёта.

Результаты поверочного гидравлического расчёта, выполненного в ПРК «Zulu-8», представлены в части 3.12 Главы 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

Пьезометрические графики, построенные по результатам поверочного гидравлического расчёта сетей теплоснабжения СЦТ Кунашакского СП представлены на рис. 9-16.

Основные выводы приведены в части 3.12 Главы 3.

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

Дефицит тепловой мощности имеет двойственную природу. При отсутствии приборного учёта потребленного тепла его количество определяется по проектным данным, которые часто значительно завышены. После установки узлов учёта тепловой энергии (УУТЭ) у потребителей расчётный дефицит может снизиться до реального нуля.

Второе обстоятельство, которое может приводить к возникновению дефицита — это подключение новых потребителей, не обеспеченных мощностями на источнике теплоснабжения и большие потери в тепловых сетях.

Из таблицы 37 видно, что дефицит тепловой мощности «нетто» имеется на котельной СЦТ «Лесной».

Установка общедомовых УУТЭ и систем автоматического погодного регулирования тепловой нагрузки (САПР ТН) в МКД может дать объективную картину по резервам мощности на котельных, и в дальнейшем, при строительстве, реконструкции или модернизации котельных избежать необоснованного завышения УТМ, а, следовательно, и необоснованных финансовых затрат.

По мере развития газораспределительной сети в с. Кунашак и п. Лесной ожидается естественный переход частных домовладений и одноэтажных блокированных жилых домов с централизованного теплоснабжения на индивидуальное теплоснабжение с использованием газовых теплогенераторов. Это позволит высвободить порядка 0,5-0,6 Гкал/ч тепловой нагрузки.

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

Из таблицы 37 видно, что дефицит тепловой мощности «нетто» имеется на котельной СЦТ «Лесной».

Расширение технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности «нетто» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности не представляется возможным, так как СЦТ «Лесной» находится на расстоянии более 4 км от остальных СЦТ Кунашакского СП.

Часть 1.7. Балансы теплоносителя

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

Источниками водоснабжения котельных СЦТ Кунашакского СП служит центральный водопровод и собственные скважины (Котельная СЦТ «мкр. №2»).

Общие сведения по источникам водоснабжения котельных и системам водоподготовки (ВПУ) приведены в таблице 6.

Описание системы водоснабжения и ВПУ по каждой котельной приведены в части 1.2.

Копии карт водно-химических режимов по котельным СЦТ Кунашакского СП приведены в томе 3 (исходные данные - 2020г.).

В соответствии с п. 6.16 в [14]: ВПУ на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воду соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов. Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения. Расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают расчетные технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с нормативной утечкой из тепловой сети и систем теплопотребления.

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. Технологические потери теплоносителя включают количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплопотребления при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей, промывку, дезинфекцию, проведение регламентных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей. Для компенсации этих расчетных технологических потерь (затрат) сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования (свыше 0,25 % от объема теплосети), которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов. Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды (G_M) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром (D_y) не должен превышать значений, приведенных в табл. 3 в [14]. При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть нижеуказанных расходов.

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

$$G=0,0025 \cdot V_{\text{тс}}+G_M, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (1.7.1)$$

где $V_{\text{тс}}$ – объём воды в системе теплоснабжения, м^3

G_M – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру участка тепловой сети, $\text{м}^3/\text{ч}$

В соответствии с п. 6.16 в [14]: «При отсутствии данных по фактическим объемам воды в системе теплоснабжения допускается принимать его равным 65 м^3 на 1 МВт ($75,6 \text{ м}^3$ на 1 Гкал/ч) расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м^3 на 1 МВт ($81,4 \text{ м}^3$ на 1 Гкал/ч) – открытой системе и 30 м^3 на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения».

Баланс теплоносителя, сведения о производительности ВПУ и подпитки теплосети отдельно по каждой СЦТ по итогам работы в 2019г., 2020г., 2021г. и в 2022г. приведён в таблице 38.

Оценка нормативных утечек теплоносителя по каждой СЦТ, приведённая в таблице 38 выполнялась в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 года № 325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

Анализируя нормативные и фактические потери теплоносителя в СЦТ, можно сделать вывод о том, что фактические годовые утечки теплоносителя ниже нормативных значений, что свидетельствует об удовлетворительном состоянии сетей теплоснабжения и отсутствии проблемы несанкционированного отбора теплоносителя из отопительной сети.

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

Норматив аварийной подпитки подразумевает инцидентную подпитку, которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов теплосети. Именно эта подпитка и называется аварийной подпиткой.

В соответствии с п. 6.22 в [14]: 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 объёма воды в тепловой сети и присоединённых системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем ГВС, присоединённых через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объёму тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Балансы производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения по каждой СЦТ приведены в таблице 38.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 38 Баланс производительности ВПУ и подпитки теплосети по итогам работы в 2019г., 2020г., 2021г. и в 2022г.

номер источника	Показатели	Номинальная производительность ВПУ	Максимальная производительность ВПУ	Среднечасовые потери теплоносителя с его нормируемой утечкой	Аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой в отопительный период (п.6.22 в [14])	Резервы (+)/дефициты (-) СХВП по располагаемой производительности	Нормативная подпитка сети теплоснабжения.	Фактическая подпитка сети теплоснабжения	Разница между нормативной и фактической подпиткой	Расход воды на ГВС (для открытых систем теплоснабжения)	Расход воды на ГВС (для закрытых систем теплоснабжения)
	Ед. изм.	м.куб/ч	м.куб/ч	м.куб/ч	м.куб/ч	м.куб/ч	тыс. м.куб/год	тыс. м.куб/год	тыс. м.куб/год	тыс. м.куб/год	тыс. м.куб/год
	Формула для расчёта					п1-п3	24·218·п3+2·V				
	номер столбца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2019 год											
1	СЦТ «мкр. №1»	нет данных	нет данных	0,430	2,864	—	3,49	3,39	1,19	—	нд
2	СЦТ «мкр. №2»	нет данных	нет данных	0,277	1,846	—	1,10			—	нд
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	нет данных	нет данных	0,026	0,174	—	0,15	нд	—	—	0
4	СЦТ «Лесной»	нет данных	нет данных	0,059	0,394	—	0,35	нд	—	—	0
2020 год											
1	СЦТ «мкр. №1»	нет данных	нет данных	0,430	2,864	—	3,49	2,37	2,22	—	нд
2	СЦТ «мкр. №2»	нет данных	нет данных	0,277	1,846	—	1,10	1,03	0,22	—	нд
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	нет данных	нет данных	0,026	0,174	—	0,15	нд	—	—	0
4	СЦТ «Лесной»	нет данных	нет данных	0,059	0,394	—	0,35	нд	—	—	0
2021 год											
1	СЦТ «мкр. №1»	нет данных	нет данных	0,430	2,864	—	3,49	0,80	3,78	—	нд
2	СЦТ «мкр. №2»	нет данных	нет данных	0,277	1,846	—	1,10			—	нд
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	нет данных	нет данных	0,026	0,174	—	0,15	нд	—	—	0
4	СЦТ «Лесной»	нет данных	нет данных	0,059	0,394	—	0,35	нд	—	—	0
2022 год											
1	СЦТ «мкр. №1»	нет данных	нет данных	0,430	2,864	—	3,49	2,49	2,09	—	нд
2	СЦТ «мкр. №2»	нет данных	нет данных	0,277	1,846	—	1,10			—	нд
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	нет данных	нет данных	0,026	0,174	—	0,15	нд	—	—	0
4	СЦТ «Лесной»	нет данных	нет данных	0,059	0,394	—	0,35	нд	—	—	0

Часть 1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

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

Централизованное газоснабжение сетевым природным газом предусмотрено в двух населённых пунктах Кунашакского СП: с. Кунашак и п. Лесной. Газоснабжение п. Лесной и с. Кунашак осуществляется по магистральному газопроводу высокого давления, проложенному со стороны с. Кунашак до ГРП, расположенного на западной окраине п. Лесной.

Топливные балансы по каждой котельной СЦТ Кунашакского СП по итогам работы в 2019г., 2020г., 2021г. и в 2022г. приведены в таблице 39.

Топливный баланс в целом по СЦТ Кунашакского СП по итогам работы в 2019г., 2020г., 2021г. и в 2022г. приведён в таблице 40.

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

На котельных СЦТ Кунашакского СП резервное топливо не предусмотрено. На складах в котельной №1 и №2 имеются дизельные горелки и минимальный запас дизельного топлива (порядка 100 литров). Регулярно проводятся тренировки операторов по переводу котельной для работы на дизельном топливе.

Утвержденные уполномоченными органами государственной власти величины неснижаемого нормативного запаса топлива, нормативного эксплуатационного запаса топлива, нормативного запаса вспомогательного топлива и общего нормативного запаса топлива ТСО не предоставлены.

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

Котельные СЦТ Кунашакского СП используют в качестве топлива природный газ по ГОСТ 5542-87 "Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения".

Природный газ имеет теплоту сгорания (теплотворную способность) – 8078 ккал/нм^3 .

Случаев аварийного отключения газопроводов к источникам тепловой энергии за последние 15 лет не зафиксировано.

Снижение давления газа в период стояния минимальных температур наружного воздуха не ограничивает их теплопроизводительность. Критического снижения давления, при котором происходит аварийное отключение газоиспользующего оборудования, не наблюдалось.

Количество поставляемого газового топлива на котельные (лимит) практически обеспечивает потребности в производстве тепловой энергии в течение всего периода года.

1.8.4 Описание использования местных видов топлива.

К местным видам топлива на территории Кунашакского СП относятся древесина и отходы деревообрабатывающей промышленности. Местные виды топлива используются для источников индивидуального теплоснабжения.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 39 Топливный баланс по каждой котельной СЦТ поселения по итогам работы в 2019г., 2020г., 2021г. и в 2022г.

№пп	Наименование СЦТ	год	Израсходовано топливо				
			Всего	природный газ - основное топливо		дизель (K=1,45) - резервное (аварийное топливо)	
				низшая теплота сгорания 8078 ккал/м.куб. (K=1,154)		низшая теплота сгорания 10150 ккал/м.куб. (K=1,45)	
			т.у.т.	тыс.м.куб.	т.у.т.	тонн	т.у.т.
1	СЦТ «мкр. №1»	2019	1360,1	1178,6	1360,1	0,0	0,0
		2020	1078,1	934,2	1078,1	0,0	0,0
		2021	880,6	763,1	880,6	0,0	0,0
		2022	1109,7	961,6	1109,7	0,0	0,0
2	СЦТ «мкр. №2»	2019	2076,1	1799,0	2076,1	0,0	0,0
		2020	1668,3	1445,7	1668,3	0,0	0,0
		2021	1715,6	1486,7	1715,6	0,0	0,0
		2022	1526,7	1323,0	1526,7	0,0	0,0
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	2019	361,5	313,3	361,5	0,0	0,0
		2020	435,5	377,4	435,5	0,0	0,0
		2021	465,1	403,0	465,1	0,0	0,0
		2022	417,3	361,6	417,3	0,0	0,0
4	СЦТ «Лесной»	2019	443,1	384,0	443,1	0,0	0,0
		2020	734,6	636,5	734,6	0,0	0,0
		2021	556,2	482,0	556,2	0,0	0,0
		2022	555,7	481,5	555,7	0,0	0,0
ИТОГО по Кунашакскому СП		2019	4240,8	3674,9	4240,8	0,0	0,0
		2020	3916,5	3393,8	3916,5	0,0	0,0
		2021	3617,5	3134,8	3617,5	0,0	0,0
		2022	3609,4	3127,8	3609,4	0,0	0,0

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 40 Топливный баланс в целом по СЦТ Кунашакского СП по итогам работы в 2019г., 2020г., 2021г. и в 2022г.

год	Наименование топлива	Вид топлива	Наименование натур. ед.изм. количества топлива	Остаток топлива на начало года, в натур. ед.изм.	Приход топлива за год, в натур. ед.изм.	Израсходовано топлива		Остаток топлива, в натур. ед.изм.	Низшая теплота сгорания	
						всего, в натур. ед.изм.	всего, в т.у.т.		ед.изм.	значение
2019	Природный газ.	основное	тыс.м.куб.	—	3674,9	3674,9	4240,8	—	ккал/м.куб.	8078
	Дизтопливо	резервное	тонн	0	0	0	0	—	ккал/кг	10150
	Итого	—	—	—	3674,9	3674,9	4240,8	—	—	—
2020	Природный газ.	основное	тыс.м.куб.	—	3393,8	3393,8	3916,5	—	ккал/м.куб.	8078
	Дизтопливо	резервное	тонн	0	0	0	0	—	ккал/кг	10150
	Итого	—	—	—	3393,8	3393,8	3916,5	—	—	—
2021	Природный газ.	основное	тыс.м.куб.	—	3134,8	3134,8	3617,5	—	ккал/м.куб.	8078
	Дизтопливо	резервное	тонн	0	0	0	0	—	ккал/кг	10150
	Итого	—	—	—	3134,8	3134,8	3617,5	—	—	—
2022	Природный газ.	основное	тыс.м.куб.	—	3127,8	3127,8	3609,4	—	ккал/м.куб.	8078
	Дизтопливо	резервное	тонн	0	0	0	0	—	ккал/кг	10150
	Итого	—	—	—	3127,8	3127,8	3609,4	—	—	—

Часть 1.9. Надёжность теплоснабжения.

1.9.1. Общие положения.

Надёжность систем теплоснабжения – это их способность производить, транспортировать и распределять среди потребителей в необходимых количествах теплоноситель с соблюдением заданных параметров при нормальных условиях эксплуатации.

Главное свойство отказов заключается в том, что они представляют собой случайные и редкие события. Эти свойства характеризуют не только отказы, связанные с нарушением прочности, но и все отказы.

Главный критерий надёжности систем теплоснабжения — безотказная работа элемента (системы) в течение расчетного времени.

В соответствии с указаниями в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (см. [14]) потребители теплоты по надёжности теплоснабжения делятся на три категории:

- Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений предусмотренных ГОСТ 30494. Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.
- Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54ч: жилые и общественные здания до 12°C, промышленных зданий до 8°C.
- Третья категория – остальные потребители».

В соответствии с п. 6.25 в [14]: «Способность проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) следует определять по трем показателям (критериям): вероятности безотказной работы [Р], коэффициенту готовности [Кг] и живучести [Ж]».

В соответствии с указаниями п.6.26 в [14] минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать: для источника теплоты - 0,97; для тепловых сетей - 0,9; для потребителя теплоты - 0,99. Минимально допустимый показатель вероятности безотказной работы системы централизованного теплоснабжения в целом следует принимать равным 0,86.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. В соответствии с указаниями п.6.29 в [14] минимально допустимый показатель готовности системы централизованного теплоснабжения к исправной работе принимается равным 0,97.

С позиции надёжности источники тепловой энергии, как правило, представляют собой ярко выраженную параллельную структуру за счёт наличия в основном стопроцентного резервирования по основному технологическому оборудованию.

С позиции надёжности сети теплоснабжения представляют собой явно выраженную последовательную структуру, которая характеризуется тем обстоятельством, что отказ одного элемента приводит к отказу системы в целом.

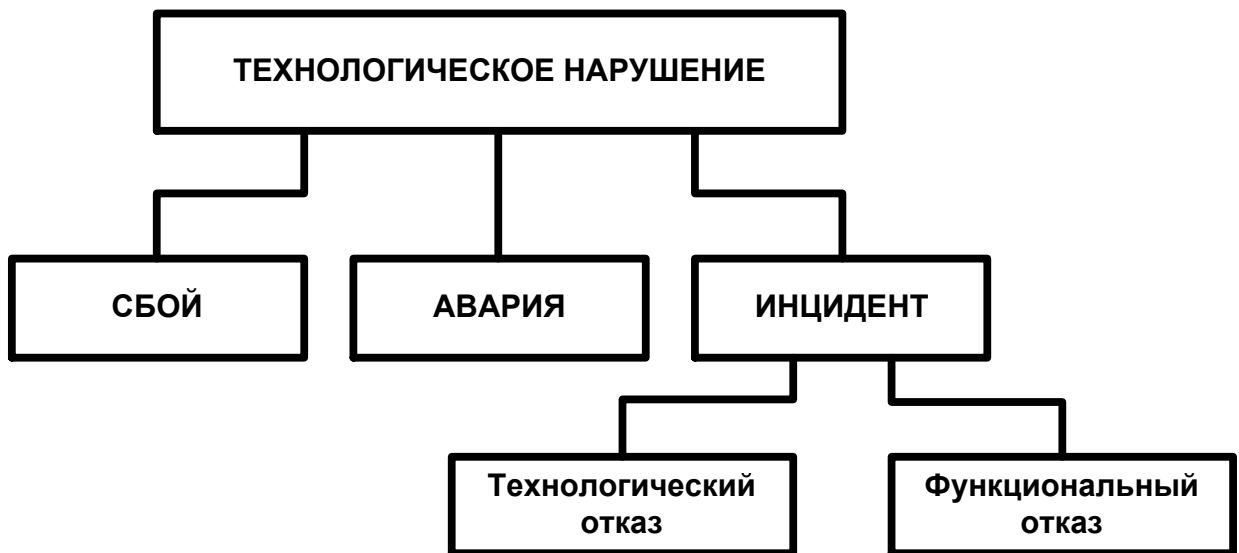


Рисунок 19 Виды технологических нарушений в тепловых сетях.

Сбой системе теплоснабжения - кратковременное самоустраняющееся или однократное нарушение технологического режима теплоснабжения, не приведшее к отказу, устраняемое незначительным вмешательством обслуживающего персонала или диспетчера.

Повреждения — это события, которые не приводят к нарушению работоспособности участка тепловой сети и, следовательно, не требуют выполнения незамедлительных ремонтных работ с целью восстановления его работоспособности. К таким событиям, например, относятся «свищи» на трубопроводах тепловых сетей.

Отказ технологический — это вынужденное отключение или ограничение работоспособности оборудования тепловой сети, приведшее к нарушению процесса передачи тепловой энергии потребителя.

Отказ функциональный — это событие, заключающееся в переходе тепловой сети с одного относительного уровня функционирования на другой, более низкий.

Авария - событие, заключающееся, как правило, во внезапном переходе тепловой сети с одного относительного уровня функционирования на другой, существенно более низкий с крупным нарушением режима работы, разрушением теплосети и неконтролируемым выбросом теплоносителя. Термин «авария» — это характеристика «тяжести» отказа и возможных последствий его устранения.

При разработке схемы теплоснабжения для описания надежности термин «отказ теплоснабжения потребителя» будет пониматься как событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, а в промышленных зданиях ниже $+8^{\circ}\text{C}$. Повреждения оборудования и трубопроводов, которые не приводили к перерыву теплоснабжения потребителей в отопительный период приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, относятся к инцидентам.

Расчет показателей системы теплоснабжения с учетом надежности должен производиться для каждого конечного потребителя. Для расчета узловых показателей надежности (вероятность безотказной работы сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя, коэффициента готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя, средний суммарный недоотпуск тепла в течение отопительного периода для каждого потребителя) используются вероятностные модели функционирования системы, а также детерминированные модели теплообмена в зданиях и расчета гидравлических режимов в многоконтурных тепловых сетях. Эффективная реализация методики расчета узловых показателей надежности возможна

только в геоинформационных системах, в которых разрабатываются электронные модели схем теплоснабжения.

1.9.2. Расчёт показателей надёжности сетей теплоснабжения.

Сети теплоснабжения представляют собой явно выраженную последовательную структуру. С позиции надёжности такие системы характеризуются в первую очередь тем, что отказ одного элемента приводит к отказу системы в целом и для безотказной работы за время t необходимо, чтобы в течение этого времени безотказно работал каждый элемент, что, безусловно, увеличивает вероятность отказа системы.

Методика расчёта вероятности безотказной работы тепловой сети изложена в [2] и [30].

Расчет вероятности безотказной работы (ВБР) тепловой сети по отношению к каждому потребителю рекомендуется выполнять с применением приведённого ниже алгоритма.

1. Определить путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.

2. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.

3. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.

4. На основе обработки данных по отказам и восстановлением (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет, $1/(\text{км} \cdot \text{год})$;

λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет, $1/(\text{км} \cdot \text{год})$;

λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет, $1/(\text{км} \cdot \text{год})$.

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ_i , который имеет размерность $1/(\text{км} \cdot \text{год})$. Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надёжности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединённых элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^N P_i = e^{-\lambda_1 \cdot L_1 \cdot t} \cdot e^{-\lambda_2 \cdot L_2 \cdot t} \cdot \dots \cdot e^{-\lambda_n \cdot L_n \cdot t} = e^{-t \cdot \sum_{i=1}^N \lambda_i \cdot L_i} = e^{-\lambda_c \cdot t} \quad (1.9.1)$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке $\lambda_c = L_1 \cdot \lambda_1 + L_2 \cdot \lambda_2 + \dots + L_n \cdot \lambda_n$, $[1/\text{час}]$, где L_i – протяжённость каждого участка, $[\text{км}]$.

Для описания параметрической зависимости интенсивности отказов рекомендуется использовать зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 \cdot (0,1 \cdot t)^{\alpha-1} \quad (1.9.2)$$

где: τ – срок эксплуатации [лет]

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра α : при $\alpha < 1$, она монотонно убывает, при $\alpha > 1$ – возрастает, $\alpha = 1$ функция принимает вид $\lambda(t) = \lambda_0 = \text{Const}$. А λ_0 средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения.

Для распределения Вейбулла рекомендуется использовать следующие эмпирические коэффициенты:

$$\alpha = 0,8 \text{ при } 0 < \tau \leq 3$$

$$\alpha = 1,0 \text{ при } 0 < \tau \leq 17$$

$$\alpha = 0,5 \cdot e^{\tau/20} \text{ при } \tau > 17$$

Ниже на рис. 20 приведён вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации сети теплоснабжения. При использовании данной зависимости следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

- она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;
- в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.

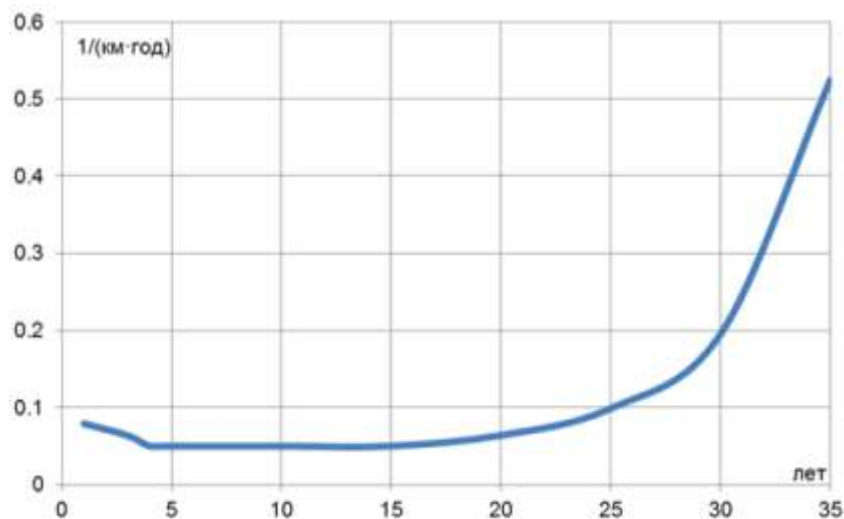


Рисунок 20 Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения тепловых сетей принимают по данным СП 131.13330.2018 «Строительная климатология» [14] или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплопотребления (зданий) определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Повреждения в системах теплоснабжения могут относиться к инцидентам или отказам.

Нормированное допустимое время отключения потребителей (время снижения температуры в жилом задании до $+12^{\circ}\text{C}$ при внезапном прекращении теплоснабжения) определяется по формуле:

$$z = \beta \cdot \ln \frac{(t_{в} - t_{н})}{(t_{в.а.} - t_{н})}, \text{ час} \quad (1.9.3)$$

где $t_{ва}$ - внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (12°C для жилых зданий);

$t_{в}$ - внутренняя температура, которая устанавливается в помещении (20°C для жилых зданий);

$t_{н}$ - температура наружного воздуха, усреднённая на периоде времени z ;

β - коэффициент тепловой аккумуляции зданий $\beta = 40$ час;

При расчётной температуре наружного воздуха равной -32°C, $z = 6,68$ часа.

Расчёт производится для каждой градации повторяемости температур наружного воздуха.

7. На основании данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, ЗРА, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя.

Для обеспечения внутренних температур воздуха в жилых зданиях не ниже 12°C необходимо чтобы нормированное время отключения было не больше нормированного времени восстановления, которое определяется диаметром аварийного участка сети, способа прокладки сети, составом и уровнем технической оснащённости аварийно-восстановительной бригады.

В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей рекомендуется использовать эмпирическую зависимость для времени, необходимом для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым.

$$Z_p = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{с.з.}) \cdot D^{1,2}], \text{ час} \quad (1.9.4)$$

где a , b и c – постоянные коэффициенты зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ;

$L_{с.з.}$ - расстояние между секционирующими задвижками, м;

D - условный диаметр трубопровода, м.

Согласно рекомендациям [30] для подземной прокладки теплопроводов в непроходных каналах значения постоянных коэффициентов равны: $a=6$; $b=0,5$; $c=0,0015$.

Расчет выполняется для каждого участка, входящего в путь от источника до абонента:

- вычисляется время ликвидации повреждения на i -м участке;
- по каждой градации повторяемости температур вычисляется допустимое время проведения ремонта;
- вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше, чем время ремонта повреждения;
- вычисляются относительные доли и поток отказов участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры +12 °C:

Согласно п. 6.34 в [14] участки тепловых сетей надземной прокладки протяженностью до 5,0 км считаются надежными. Иными словами, вероятность безотказной работы тепловой сети, при наружной прокладке теплотрасс, стремится к единице, что выше нормативного значения (0,9).

Вероятность отключения теплоснабжения в период температур наружного воздуха, близких к расчетной температуре систем отопления, равно как и для любого другого значения, будет представлять собой произведение двух вероятностей:

- вероятность отключения здания от системы теплоснабжения;
- вероятность попадания этого события в период стояния низких температур наружного воздуха.

Учитывая малую вероятность такого события и теплоаккумулирующую способность здания, устанавливается время допустимого перерыва в теплоснабжении $\tau_{\text{доп}}$, при котором температура в помещении не снизится ниже температуры плюс 12°C. В таком случае, при повреждениях на тепловых сетях потребитель не будет находиться в отказном состоянии.

Расчёт вероятности безотказной работы (ВБР) сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя и коэффициента готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя выполнен в ПРК ZuluThermo ГИС Zulu 8. Результаты расчётов представлены в части 3.12 главы 3. Соответствующие ячейки в таблице 60 «Перечень потребителей...» со значениями вероятности безотказной работы сетей теплоснабжения ниже нормативного значения выделены красным цветом.

Расчёт показал, что ВБР существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя и коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя находятся в пределах допустимых значений, регламентированных п.6.26 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (*более 0,9 для ВБР и более 0,97 для коэффициента готовности*).

Зоны с ненормативной надежностью теплоснабжения потребителей не составлялись.

1.9.3. Оценки надежности систем теплоснабжения по показателям, определяемым в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.

Оценка надежности систем теплоснабжения проведена в соответствии «Методическими указаниями по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения» утверждённые приказом Минрегиона России от 26.07.2013г. №310 (далее - Методические указания).

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

1. Показатель надежности электроснабжения источников тепла ($K_{\text{э}}$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:
 - при наличии резервного электроснабжения $K_{\text{э}} = 1,0$;
 - при отсутствии резервного электроснабжения $K_{\text{э}} = 0,6$.
2. Показатель надежности водоснабжения источников тепла ($K_{\text{в}}$) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:
 - при наличии резервного водоснабжения $K_{\text{в}} = 1,0$;
 - при отсутствии резервного водоснабжения $K_{\text{в}} = 0,6$.

3. Показатель надежности топливоснабжения источников тепла (K_t) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:
 - при наличии резервного топлива $K_t = 1,0$;
 - при отсутствии резервного топлива $K_t = 0,5$.
4. Показатель надёжности оборудования источников тепловой энергии (K_i) характеризуется наличием или отсутствием акта проверки готовности источника тепловой энергии к отопительному периоду (далее – акт):
 - $K_i = 1,0$ – при наличии акта без замечаний;
 - $K_i = 0,5$ – при наличии акта с замечаниями при условии их устранения в установленный срок;
 - $K_i = 0,2$ – при наличии акта.
5. Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (K_b).
 - $K_b = 1,0$ - полная обеспеченность;
 - $K_b = 0,8$ - не обеспечена в размере 10% и менее;
 - $K_b = 0,5$ - не обеспечена в размере более 10%.
6. Показатель уровня резервирования (K_p) источников тепла и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

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

Примечание: при наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общие по каждой системе теплоснабжения показатели (K_z , K_v , K_t , K_i , K_b и K_p) определяются как средневзвешенные показатели по средней фактической тепловой нагрузки каждого источника тепловой энергии за предшествующие 12 месяцев.

7. Показатель технического состояния тепловых сетей (K_c), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

$$K_c = \frac{S_c^{\text{ЭКСПЛ}} - S_c^{\text{ВЕТХ}}}{S_c^{\text{ЭКСПЛ}}}, \text{ у.е.}$$

где

$S_c^{\text{ЭКСПЛ}}$ - протяженность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации;

$S_c^{\text{ВЕТХ}}$ - протяженность ветхих тепловых сетей, находящихся в эксплуатации.

8. Показатель надёжности тепловых сетей (Кн.тс) определяется как средний по частным показателям Кб, Кр, Кс, Котс.тс и Кнед:

$$K_{н.тс} = \frac{K_b + K_r + K_s + K_{отс.тс} + K_{нед}}{n}$$

где

n – число показателей, учтённых в числителе.

9. Показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения:

- 9.1 Показатель интенсивности отказов тепловых сетей (Котк.тс), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением.

$$I_{отк.тс} = n_{отк.тс} / (S), [1/(км \cdot год)],$$

где

- $n_{отк}$ - количество отказов за предыдущий год;
- S - протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов (Иотк.тс) определяется показатель надёжности (Котк.тс):

до 0,2 включительно	Котк.тс = 1,0
0,2 - 0,6 включительно	Котк.тс = 0,8
0,6 - 1,2 включительно	Котк.тс = 0,6
свыше 1,2 включительно	Котк.тс = 0,5

- 9.2 Показатель интенсивности отказов (далее - отказ) теплового источника, характеризуемый количеством вынужденных отказов источников тепловой энергии с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением (Иотк.ит):

$$I_{отк.ит} = \frac{K_э + K_т + K_в + K_и}{4}$$

В зависимости от интенсивности отказов (Иотк.ит) определяется показатель надёжности теплового источника (Кн.ит):

до 0,2 включительно	Кн.ит = 1,0
0,2 - 0,6 включительно	Кн.ит = 0,8
0,6 - 1,2 включительно	Кн.ит = 0,6
свыше 1,2 включительно	Кн.ит = 0,5

10. Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла (Кнед) в результате внеплановых отключений теплопотребляющих установок потребителей определяется по формуле:

$$Q_{\text{нед}} = Q_{\text{откл}}/Q_{\text{факт}} \cdot 100 [\%]$$

где

- $Q_{\text{откл}}$ - недоотпуск тепла;
- $Q_{\text{факт}}$ - фактический отпуск тепла системой теплоснабжения.

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

до 0,1% включительно	$K_{\text{нед}} = 1,0$
от 0,1% до 0,3% включительно	$K_{\text{нед}} = 0,8$
от 0,3% до 0,5% включительно	$K_{\text{нед}} = 0,6$
от 0,5% до 1,0% включительно	$K_{\text{нед}} = 0,6$
свыше 1,0%	$K_{\text{нед}} = 0,2$

11. Показатель готовности ($K_{\text{гот}}$) теплоснабжающих организаций к проведению аварийно-восстановительных работ в системах теплоснабжения (общий показатель) базируется на показателях:

11.1 Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом ($K_{\text{п}}$) определяется как отношение фактической численности к численности по действующим нормативам, но не более 1,0.

11.2 Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием ($K_{\text{м}}$) принимается как среднее отношение фактического наличия к количеству, определенному по нормативам, по основной номенклатуре:

$$K_{\text{м}} = \frac{K_{\text{м}}^{\text{ф}} + K_{\text{м}}^{\text{н}}}{n}$$

где

- $K_{\text{м}}^{\text{ф}}$, $K_{\text{м}}^{\text{н}}$ - показатели, относящиеся к данному виду машин, механизмов, оборудования;
- n - число показателей, учтенных в числителе.

11.3 Показатель наличия основных материально-технических ресурсов ($K_{\text{тр}}$) определяется по аналогии с определением $K_{\text{м}}$ по основной номенклатуре ресурсов (трубы, компенсаторы, арматура, сварочные материалы и т.п.). Принимаемые для определения значения общего $K_{\text{тр}}$ частные показатели не должны быть выше 1,0.

11.4 Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания ($K_{\text{ист}}$) для ведения аварийно-восстановительных работ вычисляется как отношение фактического наличия данного оборудования (в единицах мощности - кВт) к потребности.

Общий показатель готовности ($K_{\text{гот}}$) теплоснабжающих организаций к проведению восстановительных работ в системах теплоснабжения к выполнению аварийно-восстановительных работ определяется следующим образом:

$$K_{\text{гот}} = 0,25 \cdot K_{\text{п}} + 0,35 \cdot K_{\text{м}} + 0,3 \cdot K_{\text{тр}} + 0,1 \cdot K_{\text{ист}}$$

Общая оценка готовности:

Кгот	Категория готовности
0,85 - 1,0	удовлетворительная готовность
0,85 - 1,0	ограниченная готовность
0,7 - 0,84	ограниченная готовность
0,7 - 0,84	неготовность
менее 0,7	неготовность

Примечание: Оценка показателей надёжности каждой системы теплоснабжения и общий показатель надёжности систем теплоснабжения муниципального образования, приведённые ниже, определены по методике, изложенной в предыдущей редакции приказа Минрегиона России от 26.07.2013г. №310.

12. Показатель бесперебойного теплоснабжения определяется на основе жалоб потребителей (Кж):

$$Ж = \frac{Джал}{Дсумм}$$

где:

- Дсумм – количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;
- Джал – количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надёжности (Кж):

до 0,2	Кж = 1,0
0,2 - 0,5	Кж = 0,8
0,5 – 0,8	Кж = 0,6
свыше 0,8	Кж = 0,4

13. Оценка надёжности систем теплоснабжения.

13.1 Оценка надёжности источников тепловой энергии.

В зависимости от полученных показателей надёжности Кэ, Кв, Кт и Ки, источники тепловой энергии могут быть оценены как:

- высоконадежные - при Кэ = Кв = Кт = Ки = 1;
- надежные - при Кэ = Кв = Кт = 1 и Ки = 0,5;
- малонадежные - при Ки = 0,5 и при значении меньше 1 одного из показателей Кэ, Кв, Кт;
- ненадежные - при Ки = 0,2 и/или значении меньше 1 у 2-х и более показателей Кэ, Кв, Кт.

13.2 Оценка надёжности тепловых сетей.

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

- высоконадежные – более 0,9;
- надежные – 0,75-0,89;

- малонадежные - 0,5-0,74;
- ненадежные - менее 0,5.

13.3 Оценка надежности систем теплоснабжения в целом.

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

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

Оценка показателей надёжности СЦТ Кунашакского СП выполнена на основании общих сведений по СЦТ (см. табл. 6).

Результаты оценки надёжности СЦТ Кунашакского СП приведены в таблице 41.

Таблица 41 Результаты оценки надежности СЦТ Кунашакского СП.

№пп	Наименование системы теплоснабжения	Показатель надежности электроснабжения	Показатель надежности водоснабжения	Показатель надежности топливоснабжения	Показатель надёжности оборудования источника тепловой энергии	Показатель соответствия тепловой мощности фактическим нагрузкам	Показатель уровня резервирования	Показатель технического состояния тепловых сетей	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей (по итогам работы за 3 года)	Показатель качества теплоснабжения	Показатель относительного недоотпуска тепла	Показатель надёжности тепловых сетей	Оценка надёжности тепловых сетей	Оценка надёжности источника тепловой энергии	Оценка надёжности системы теплоснабжения
		Кэ	Кв	Кт	Ки	Кб	Кр	Кс	Котктс	Кж	Кнед	Кн.тс			
1	СЦТ «мкр. №1»	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	<u>высоконадёжная</u>	<u>высоконадёжная</u>	<u>высоконадёжная</u>
2	СЦТ «мкр. №2»	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	<u>высоконадёжная</u>	<u>малонадёжная</u>	<u>малонадёжная</u>
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	0,6	1,0	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	<u>высоконадёжная</u>	<u>ненадёжная</u>	<u>ненадёжная</u>
4	СЦТ «Лесной»	0,6	0,6	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	<u>высоконадёжная</u>	<u>ненадёжная</u>	<u>ненадёжная</u>

1.9.4. Интегральные показатели оценки надежности теплоснабжения.

Интегральные показатели оценки надежности теплоснабжения определены в Постановлении Правительства РФ от 16.05.2014 №452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения...» (см. [14]).

К интегральным показателям оценки надежности теплоснабжения относятся следующие показатели:

- Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей.
- Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности.
- Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в тепловых сетях.
- Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление.
- Относительный аварийный недоотпуск тепла $Q_{ав}/Q_{расч}$ (где $Q_{ав}$ – аварийный недоотпуск тепла за год [Гкал], $Q_{расч}$ – расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год [Гкал]).

Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Интегральные показатели оценки надежности теплоснабжения в целом по СЦТ Кунашакского СП в ретроспективный период представлены в таблице 42.

Таблица 42 Интегральные показатели оценки надежности теплоснабжения в целом по СЦТ Кунашакского СП.

№пп	Наименование показателя	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0	0
1.1	в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0	0
1.2	в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0	0	0	0	0	0
2	Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	0	0	0	0	0	0
2.1	в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0	0
2.2	в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0	0	0	0	0	0
3	Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	0	0	0	0	0	0
4	Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0	0	0	0	0	0
5	Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	—	—	—	—	—	—
6	Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	—	—	—	—	—	—
7	Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	—	—	—	—	—	—
8	Среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	—	—	—	—	—	—
9	Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление в системе теплоснабжения, Гкал	0	0	0	0	0	0

1.9.5. Выводы по надёжности систем централизованного теплоснабжения потребителей Кунашакского СП.

На официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> данные по отказам оборудования на котельных и тепловых сетях СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной» за период работы с 2019 по 2022 годы отсутствуют. Информация по отказам оборудования на котельных и тепловых сетях СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной» по итогам работы с 2019 по 2022 годы МУП «Балык» не предоставлена.

На основе отчётных данных, публикуемых АО «Челябоблкоммунэнерго» на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов оборудования на котельных и тепловых сетях СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» за период работы с 2019 по 2022 годы не зафиксировано. На основании данных АО «Челябоблкоммунэнерго» отказов оборудования источников тепловой энергии и отказов тепловых сетей за 2022г. не было (см. п.2.1 в томе 3).

Расчёт показал, что ВБР существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя и коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя находятся в пределах допустимых значений, регламентированных п.6.26 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (*более 0,9 для ВБР и более 0,97 для коэффициента готовности*).

Зоны с ненормативной надёжностью теплоснабжения потребителей не составлялись.

Показатели надёжности, результаты оценок надёжности тепловых сетей и источников тепловой энергии и общие оценки надёжности системы теплоснабжения в соответствии с Методическими указаниями приведены в таблице 41.

Выводы:

- Доля надёжных и высоконадёжных котельных СЦТ в Кунашакском СП составляет 25% от общего числа котельных СЦТ. Это котельная СЦТ «мкр. №1».
- Доля надёжных и высоконадёжных сетей теплоснабжения СЦТ в Кунашакском СП составляет 100% от общего числа СЦТ. Сравнительно небольшой диаметр трубопроводов и надземная прокладка значительной части теплосетей способствует оперативному устранению повреждений.
- Доля надёжных и высоконадёжных СЦТ в Кунашакском СП составляет 25% от общего числа СЦТ. К высоконадёжной СЦТ - СЦТ «мкр. №1» - присоединены 32,7% от общего числа централизованно отапливаемых объектов, что составляет 29,4% от общей расчётной тепловой нагрузки потребителей.
- Негативное влияние на надёжность СЦТ оказывают отсутствие резервного топлива на котельных СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной» и отсутствие второго (резервного) ввода электроснабжения на котельных СЦТ «мкр. №2», СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной».

1.9.6. Пути повышения безотказности системы теплоснабжения.

Пути повышения безотказности системы транспорта тепловой энергии.

- реконструкция участков с большим сроком службы для снижения величины параметра потока отказов λ ;
- строительство резервных связей (перемычек) с соседними системами теплоснабжения;

- замена подземной прокладки на надземную;
- разумное уменьшение диаметров магистралей, что позволит сократить время восстановления элемента при возникновении инцидента;
- повышение коэффициента аккумуляции зданий (утепление, программы энергосбережения).

Пути повышения безотказности источников тепловой энергии.

- В соответствии с п. 4.14 в [15] в котельных следует предусматривать установку не менее двух котлов.
- По насосному оборудованию должно быть предусмотрено стопроцентное резервирование.
- Все котельные, по обеспечению надёжности электроснабжения относятся ко второй категории. В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) для потребителей второй категории должно быть предусмотрено два независимых источника электроснабжения, при этом перерыв в электроснабжении допускается на время переключения с одного источника электроснабжения на другой. В отдельных случаях, при отсутствии технической возможности электроснабжения от внешних электросетей по двум независимым линиям и от разных источников, должны быть предусмотрены автономные электрогенераторы.
- Согласно п. 4.1.1. Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных приказом Минэнерго России от 24 мая 2003 г. № 115, эксплуатация оборудования топливного хозяйства должна обеспечивать своевременную, бесперебойную подготовку и подачу топлива в котельную. Должен обеспечиваться запас основного и резервного топлива в соответствии с нормативами.
- Согласно п. 49 Правил пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства России от 17 мая 2002 г. №317, в целях эффективного и рационального пользования газом организации, эксплуатирующие газоиспользующее оборудование, обязаны, в том числе обеспечивать готовность резервных топливных хозяйств и оборудования к работе на резервном топливе, а также создавать запасы топлива для тепловых электростанций и источников тепловой энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере электроэнергетики и теплоснабжения.
- Согласно п. 4.5 в [15], вид топлива и его классификация (основное, при необходимости аварийное) определяется по согласованию с региональными уполномоченными органами власти. Количество и способ доставки необходимо согласовать с топливоснабжающими организациями.
- Водоснабжение котельных должно осуществляться в соответствии с требованиями раздела 18 в [15]. Для котельных первой и второй категорий должно быть предусмотрено два ввода водопровода – и (или) создан нормативный запас воды.

Часть 1.10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Показатели финансово-хозяйственной деятельности (ПФХД) АО «Челябоблкоммунэнерго» в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством РФ в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, за период с 2019 по 2022гг приведены в п. 4.1 тома 3 (исходные данные). По МУП «Балык» соответствующие данные по ПФХД отсутствуют.

Технико-экономические показатели АО «Челябоблкоммунэнерго» за период с 2018 по 2022гг. приведены в таблице 43 (*примечание: источник данных – соответствующие отчёты ПФХД и данные предоставленные ТСО*).

Таблица 43 Технико-экономические показатели ТСО за период с 2018 по 2022гг .

Часть 1.11. Цены и тарифы в сфере теплоснабжения.**1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (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.**

Динамика тарифов на отпущенную тепловую энергию за период с 2017 по 2023гг в зоне деятельности каждой ТСО приведена в таблице 44.

Тариф на тепловую энергию, отпускаемую на нужды теплоснабжения новой школы по адресу: с. Кунашак, ул. Челябинская, 3 и борцовского зала по адресу: с. Кунашак, ул. Коммунистическая, 13 Б утверждены на Постановлениями Администрации Кунашакского МР (см. п.1.11 и п.1.12 в томе 3).

Динамика средневзвешенного тарифа на отпущенную тепловую энергию в Кунашакском СП за период с 2017 по 2023гг представлена на рис. 21

Средневзвешенный тариф на тепловую энергию для населения в целом по Кунашакскому СП определен в соответствии с формулой 1.11.1:

$$\bar{T}_{N,A} = \frac{\sum_{i=1}^{i=M} (Q_i \times T_i)_A}{\sum_{i=1}^{i=M} Q_{i,A}}, \text{ руб./Гкал} \quad (1.11.1)$$

где,

Q_i - количество тепла, отпущенного потребителям в А-тый год i-той ЕТО (ТСО), утвержденной в поселении, тыс. Гкал;

T_i - тариф (с НДС) на тепловую энергию, отпущенную потребителю в i-той ЕТО (ТСО), утвержденной в поселении, в А-тый год, руб./Гкал;

M - количество ЕТО (ТСО) в поселении.

Динамика изменения тарифов на тепловую энергию (в %) и уровень инфляции за период с 2017 по 2023гг приведены в таблице 45.

Выводы:

Рост тарифов на тепловую энергию за рассматриваемый период (2017-2023гг) не превышает инфляцию.

Таблица 44. Динамика тарифов на отпущенную тепловую энергию за период с 2017 по 2023 гг.

Наименование тарифа	Вид тарифа	Вид теплоносителя	Категория потребителей	Единица	2017 (1-ое полугодие)	2017 (2-ое полугодие)	2018 (1-ое полугодие)	2018 (2-ое полугодие)	2019 (1-ое полугодие)	2019 (2-ое полугодие)	2020 (1-ое полугодие)	2020 (2-ое полугодие)	2021 (1-ое полугодие)	2021 (2-ое полугодие)	2022 (1-ое полугодие)	2022 (2-ое полугодие)	2023 (1-ое полугодие)	2023 (2-ое полугодие)		
СЦТ "мкр.№1" и СЦТ "мкр.№2" (с. Кунашак)					АО "Челябоблкоммунэнерго"															
Тариф на тепловую энергию.	однотарифный	вода	Население, с учётом НДС	руб/Гкал	2121,02	2202,47	нд	нд	2357,26	2485,35	2485,35	2588,23	2588,23	2769,00	2769,00	2715,76	2845,89	2845,89		
	однотарифный	вода	Потребители в случае отсутствия дифф. по схеме подключения, без учёта НДС		нд	нд	нд	нд	1964,39	2071,13	2071,13	2156,86	2156,86	2307,50	2307,50	2263,13	2371,58	2371,58		
Реквизиты решения об установлении тарифа и наименование органа принявшего Постановление об установлении тарифа					—		—		Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 18.12.2018г. №85/47		Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 13.12.2019г. №94/73		Сайт Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области http://tarif74.ru/		Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 26.11.2021г. №70/122		Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 28.11.2022г. №102/91			
СЦТ "Лесной" (п. Лесной)					ММТ "Кунашак Сервис"								ММТ "Бальк" (организация применяет УСН)							
Тариф на тепловую энергию.	однотарифный	вода	Население, с учётом НДС	руб/Гкал	1389,65	1436,06	1436,06	1490,63	1490,63	1644,84	1644,84	1715,85	1715,85	1774,22	1774,22	2639,25	1710,14	1710,14		
	однотарифный	вода	Потребители в случае отсутствия дифф. по схеме подключения, без учёта НДС		1760,13	1818,91	1818,91	1888,03	1888,03	1644,84	1644,84	1715,85	1715,85	1774,22	1774,22	2639,25	1710,14	1710,14		
Реквизиты решения об установлении тарифа и наименование органа принявшего Постановление об установлении тарифа					Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 21.11.2017г. №59/24		Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 21.11.2017г. №59/24		Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 20.12.2018г. №66/200		Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 21.11.2019г. №66/33		Сайт Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области http://tarif74.ru/		Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 20.12.2021г. №80/27		Сайт Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области https://mintarif.gov74.ru/			
СЦТ "мкр. Совхозный" (с. Кунашак)					ММТ "Кунашак Сервис"								ММТ "Бальк" (организация применяет УСН)							
Тариф на тепловую энергию.	однотарифный	вода	Население, с учётом НДС	руб/Гкал	1544,45	1595,9	1595,9	1595,9	1582,27	1582,27	1582,24	1582,24	1582,24	1582,24	1445,1	1445,1	1575,17	1575,17		
	однотарифный	вода	Потребители в случае отсутствия дифф. по схеме подключения, без учёта НДС		1544,45	1595,9	1595,9	1595,9	1582,27	1582,27	1582,24	1582,24	1582,24	1582,24	1445,1	1445,1	1575,17	1575,17		
Реквизиты решения об установлении тарифа и наименование органа принявшего Постановление об установлении тарифа					Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 21.11.2017г. №59/24		Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 21.11.2017г. №59/24		Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 21.11.2019г. №66/33		Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 21.11.2019г. №66/33		Сайт Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области http://tarif74.ru/		Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 20.12.2021г. №80/25		Сайт Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области https://mintarif.gov74.ru/			

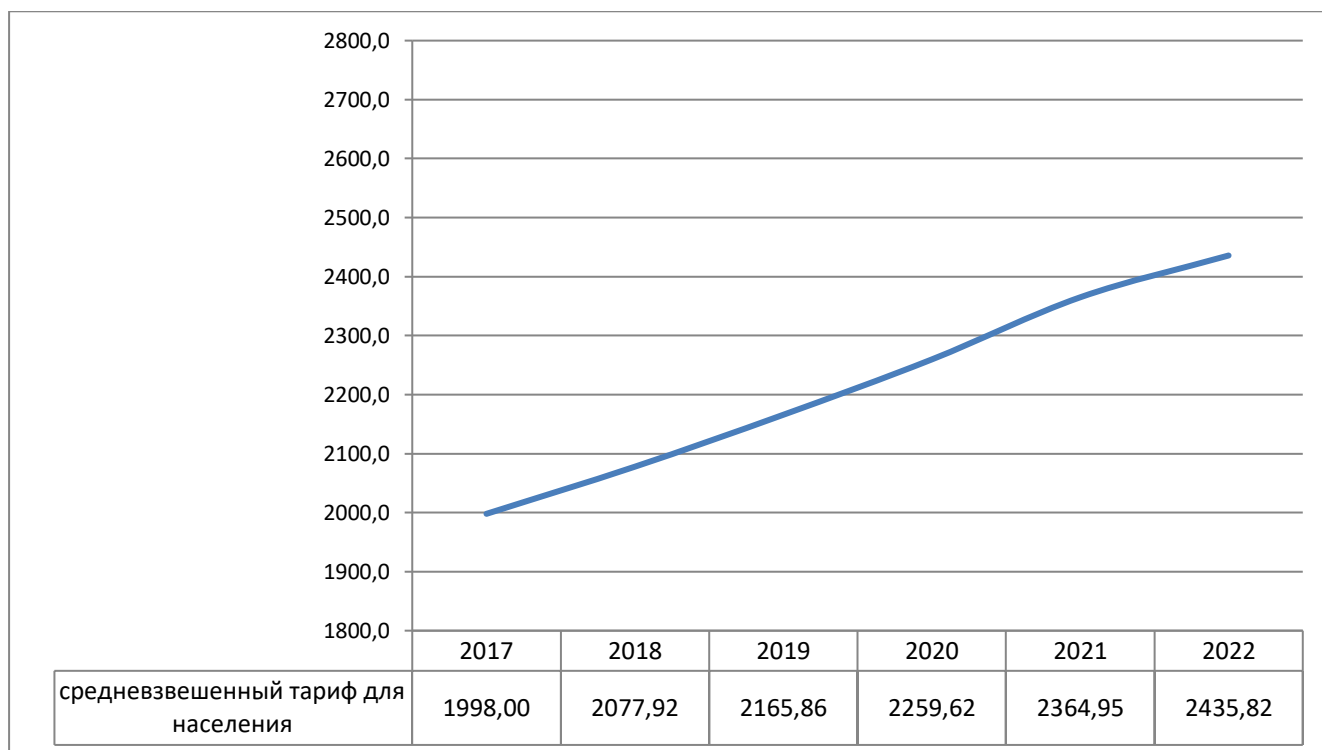


Рисунок 21 Динамика средневзвешенного тарифа на отпущенную тепловую энергию за период с 2017 по 2023гг

Таблица 45 Динамика изменения тарифов на тепловую энергию (в %) и уровень инфляции за период с 2017 по 2023гг.

Наименование МО	2018 г. к 2017 г.	2019 г. к 2018 г.	2020 г. к 2019 г.	2021 г. к 2020 г.	2022 г. к 2021 г.	2023 г. к 2022 г.	Итого рост тарифа за период с 2017г. по 2023г.	Уровень инфляции за период с 2017г. по 2023г.
Кунашакское СП (население)	4,00	4,23	4,33	4,66	3,00	1,79	24,10	24,30

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

Структура тарифа на тепловую энергию установленного для АО«Челябоблкоммунэнерго» на 2023г. приведена в таблице 46 и наглядно отражена на рис. 22

Выводы: основную долю затрат в структуре тарифа на тепловую энергию занимают затраты на приобретение топлива, электроэнергии и оплату труда персоналу.

Таблица 46 Структура тарифа на тепловую энергию установленного для АО «Челябоблкоммунэнерго» на 2023г.

Направление затрат	ед. изм.	2023 (АО "ЧОКЭ")
топливо	тыс.руб.	14 104,63
электроэнергия	тыс.руб.	3 239,03
вода	тыс.руб.	139,46
операционные расходы	тыс.руб.	12774,58
неподконтрольные расходы	тыс.руб.	4720,46
расходы, не учитываемые в целях налогообложения	тыс.руб.	1 961,40

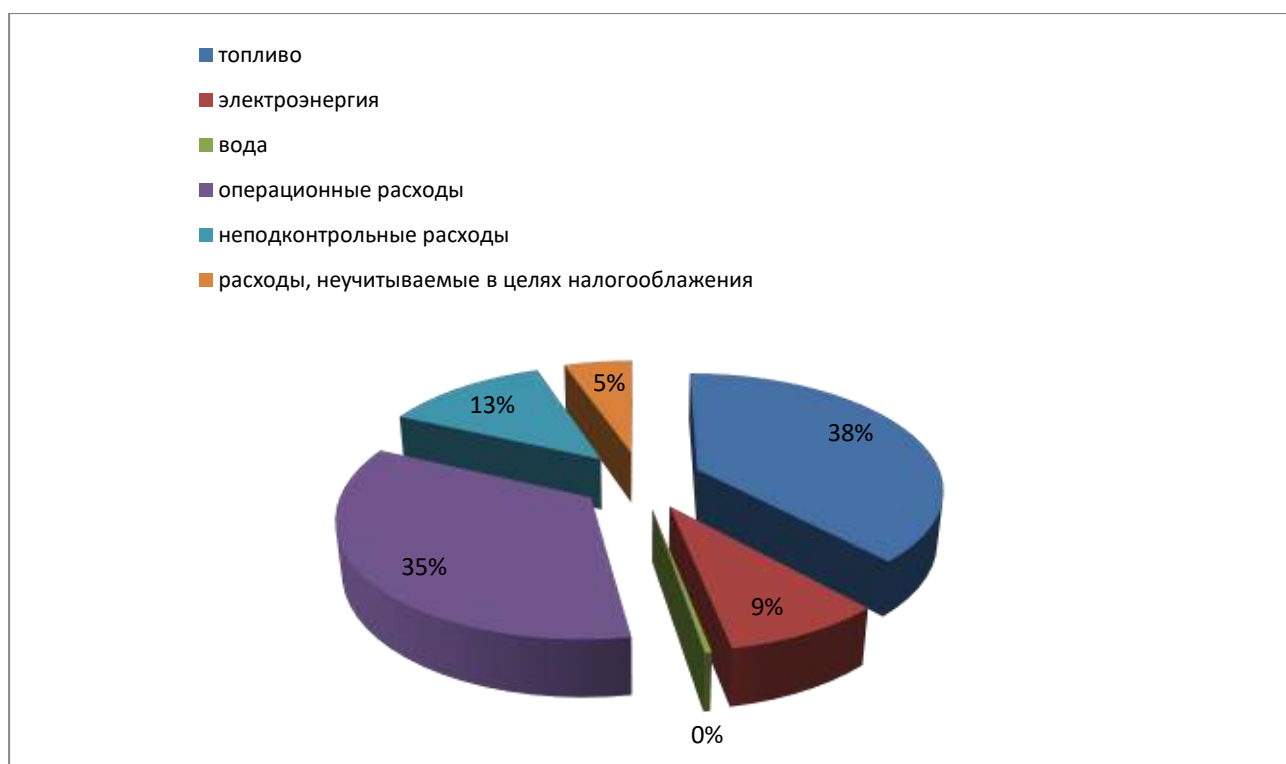


Рисунок 22 Структура тарифа на тепловую энергию, установленного для АО «Челябоблкоммунэнерго» на 2023г.

1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения.

Порядок установления платы за подключение был установлен Федеральным законом от 27.07.2010г. №190-ФЗ «О теплоснабжении».

Законом определены некоторые понятия:

- плата за подключение к системе теплоснабжения – плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемых к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемых здания, строения, сооружения;
- резервная тепловая мощность – тепловая мощность источников тепловой энергии и тепловых сетей, необходимая для обеспечения тепловой нагрузки теплопотребляющих

установок, входящих в систему теплоснабжения, но не потребляющих тепловой энергии, теплоносителя.

В перечень цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, подлежащих регулированию, внесены следующие пункты:

- плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии;
- плата за подключение к системе теплоснабжения.

Полномочия по регулированию размера указанных видов платы переданы органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов).

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

Плата за подключение к системам теплоснабжения теплоснабжающих (теплосетевых) организаций на территории Челябинской области установлена постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 19 декабря 2017 года №67/10. Плата за подключение к системам теплоснабжения теплоснабжающих (теплосетевых) организаций с подключаемой тепловой нагрузкой, не превышающей 0,1 Гкал/ч при наличии технической возможности подключения составляет 550 руб.

Плата за подключение к системе теплоснабжения в случае отсутствия технической возможности подключения для каждого потребителя, в том числе застройщика, устанавливается в индивидуальном порядке.

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

Согласно Постановления Правительства от 22 октября 2012 года №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается органами регулирования для категорий (групп) социально значимых потребителей, если указанные потребители не потребляют тепловую энергию, но не осуществили отсоединение принадлежащих им теплопотребляющих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается органами регулирования за услуги, оказываемые:

а) регулируемые организациями, мощность тепловых источников и (или) тепловых сетей которых используется для поддержания резервной мощности в соответствии со схемой теплоснабжения, - для оказания указанных услуг единой теплоснабжающей организации;

б) единой теплоснабжающей организацией в зоне ее деятельности категориям (группам) социально значимых потребителей, находящимся в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности единой теплоснабжающей организации устанавливается равной ставке за мощность единого тарифа на тепловую энергию (мощность) в зоне ее деятельности или, если в зоне ее деятельности

установлен одноставочный единый тариф на тепловую энергию (мощность), равной ставке за мощность двухставочного единого тарифа на тепловую энергию (мощность).

К социально значимым потребителям, для которых устанавливается плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, относятся следующие категории (группы) потребителей:

а) физические лица, приобретающие тепловую энергию в целях потребления в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях;

б) исполнители коммунальных услуг, приобретающие тепловую энергию в целях обеспечения предоставления собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах или жилых домах коммунальной услуги теплоснабжения и (или) горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в объемах их фактического потребления и объемах тепловой энергии, израсходованной на места общего пользования;

в) теплоснабжающие организации, приобретающие тепловую энергию в целях дальнейшей продажи физическим лицам и (или) исполнителям коммунальной услуги теплоснабжения, в объемах фактического потребления физических лиц и объемах тепловой энергии, израсходованной на места общего пользования;

г) религиозные организации;

д) бюджетные и казенные учреждения, осуществляющие в том числе деятельность в сфере науки, образования, здравоохранения, культуры, социальной защиты, занятости населения, физической культуры и спорта;

е) воинские части Министерства обороны Российской Федерации, Министерства внутренних дел Российской Федерации, Федеральной службы безопасности Российской Федерации, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий и Федеральной службы охраны Российской Федерации;

ж) исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности на территории Кунашакского СП регулирующими органами не устанавливалась.

Часть 1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения Кунашакского СП.

Значения индикаторов развития по каждой СЦТ Кунашакского СП в ретроспективном периоде приведены в таблице 47.

Анализируя совокупность индикаторов, приведённых в таблице 47 можно дать комплексную оценку о состоянии СЦТ.

Удельная материальная характеристика сетей теплоснабжения, приведённая в таблице 47, определяется по формуле:

$$У_{МТС} = \frac{М_{ТС}}{Н_0} \quad (1.12.1)$$

где $М_{ТС}$ – материальная характеристика тепловой сети, $м^2$

$Н_0$ – расчётная (договорная) тепловая нагрузка, $Гкал/ч$

Для эффективного централизованного теплоснабжения $У_{МТС}$ должна быть не более $200 \frac{м.кв}{Гкал/ч}$ (см. [34]).

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

1. Не оптимизирован гидравлический режим тепловых сетей СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной». Не выполнена гидравлическая наладка тепловых сетей (сети разбалансированы), что приводит к снижению эффективности использования ТЭР и снижению качества теплоснабжения отдельных потребителей.
2. Высокая удельная материальная характеристика теплосети СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «Лесной» (см. табл. 47), из-за низкой плотности тепловых нагрузок, что приводит к значительным сетевым потерям. Низкая плотность тепловых нагрузок в зонах действия СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «Лесной» обусловлена необходимостью оказания услуг централизованного теплоснабжения объектам ИЖФ и одноэтажной блокированной жилой застройки.
3. Отсутствуют централизованные системы горячего водоснабжения для МКД в с. Кунашак и п. Лесной.
4. Низкий уровень автоматизации котельных СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2».

1.12.1. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).

1. Присоединение котлов котельных СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» к тепловой сети зависимое (одноконтурная система), что приводит к интенсивному износу котлов.
2. Отсутствует резервный источник электроснабжения на котельных СЦТ «мкр. №2»; СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной»;
3. Отсутствует резервное водоснабжение (бак запаса воды) на котельной СЦТ «Лесной»;
4. Низкий уровень автоматизации котельных СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2».

Том 2: Обзор, в том числе материалы к смете теплоснабжения Кунашского СП

Таблица 47. Индикаторы развития сетей ЦДТ Кунашского СП по годам работы в 2019, 2020, 2021- и 2022г.

номер источника	Наименование ЦДТ	год	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии.	Средневзвешанный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	Средневзвешанный срок службы котлов (по РИМ)	Коэффициент использования установленной тепловой мощности (КИУТМ)	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.	Потери УТМ	Резерв мощности	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети.	Отношение величины технологических потерь теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке.	Потери тепловой энергии (нормативные)	Удельный расход электроэнергии на производство и передачу тепловой энергии	Эффективность системы теплоснабжения (Кэфст)	Доля отпущенной тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии.
			1 км/год	ед.	лет	лет	%	%	%	доля (%) от УТМ	Гкалч	кг/утГкал	Гкал/мв.	мв/б/мв.	мвч/(Гкалч)	доля (%) от тепловой энергии отпущенной в сеть	кВтч/Гкал	%	%
1	ЦДТ «МР. №1»	2019	0,0	0,0	< 10	13,0	44,5	0,00	0,0	0,0	4,44	180,3	1,6	н/д	345	24,39	32,49	66,1	46,0
		2020	0,0	0,0	< 10	14,0	44,5	0,00	0,0	0,0	4,44	166,2	1,6	2,2	345	26,71	32,08	71,6	24,2
		2021	0,0	0,0	< 10	15,0	44,5	4,00	0,0	0,0	4,44	163,5	1,6	н/д	345	15,97	30,54	93,1	н/д
		2022	0,0	0,0	< 10	15,0	44,5	1,87	0,0	0,0	4,44	163,2	1,6	0,0	345	17,42	32,75	71,2	н/д
2	ЦДТ «МР. №2»	2019	0,0	0,0	< 10	10,5	64,1	0,00	0,0	0,0	2,87	178,2	0,8	н/д	171	6,23	32,49	91,7	46,0
		2020	0,0	0,0	< 10	11,5	64,1	0,00	0,0	0,0	2,87	163,1	0,8	1,2	171	6,33	28,01	91,9	24,2
		2021	0,0	0,0	< 10	8,8	64,1	1,00	0,0	0,0	2,87	166,1	0,8	н/д	171	5,79	30,54	91,9	н/д
		2022	0,0	0,0	< 10	12,5	64,1	0,67	0,0	0,0	2,87	166,2	0,8	3,0	171	2,10	28,98	91,9	н/д
3	ЦДТ «МР. Совхозный»	2019	0,0	0,0	4	6,0	82,3	0,00	0,0	0,0	0,23	169,4	1,10	н/д	138	6,03	н/д	92,1	н/д
		2020	0,0	0,0	5	7,0	82,3	0,00	0,0	0,0	0,23	168,4	2,32	н/д	138	11,14	н/д	81,6	н/д
		2021	0,0	0,0	6	8,0	82,3	0,00	0,0	0,0	0,23	149,6	2,32	н/д	138	9,26	18,56	90,7	н/д
		2022	0,0	0,0	7	9,0	82,3	0,00	0,0	0,0	0,23	134,2	2,32	н/д	138	9,26	19,04	115,0	н/д
4	ЦДТ «Бары»	2019	0,0	0,0	1	7,0	136,6	0,00	0,0	0,0	-0,50	169,7	0,75	н/д	157	6,78	н/д	91,4	н/д
		2020	0,0	0,0	2	8,0	136,6	0,00	0,0	0,0	-0,50	156,3	2,32	н/д	157	13,19	н/д	82,4	н/д
		2021	0,0	0,0	3	9,0	136,6	0,00	0,0	0,0	-0,50	175,5	2,32	н/д	157	18,56	20,80	81,4	н/д
		2022	0,0	0,0	4	10,0	136,6	0,00	0,0	0,0	-0,50	248,1	2,32	н/д	157	18,56	20,57	115,2	н/д
ИТОГО по Кунашскому СП	2019	0,0	0,0	< 8	11	62,31	0,00	0,00	0,00	7,04	176,8	1,21	н/д	217	11,88	н/д	76,60	н/д	
	2020	0,0	0,0	< 8	12	62,31	0,00	0,00	0,00	7,04	164,8	1,44	н/д	217	13,71	н/д	74,16	н/д	
	2021	0,0	0,0	< 8	13	62,31	2,00	0,00	0,00	7,04	158,7	1,43	н/д	217	8,14	27,48	84,50	н/д	
	2022	0,0	0,0	< 9	14	62,31	1,11	0,00	0,00	7,04	173,5	1,22	н/д	217	7,19	27,52	84,50	н/д	

1.12.2. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.

Основными проблемами развития систем теплоснабжения в Российской Федерации являются (ист.: Журнал «Новости теплоснабжения» №3 за 2019г.):

- Не удовлетворительные условия для инновационной деятельности организаций, обеспечение качества и безопасности товаров и услуг. Техническая политика в России в целом законодательно не регулируется, что приводит к приоритету использования технологий, имеющих максимальную рекламную раскрутку, а также к ценовому демпингу, с продвижением некачественной продукции.
- Существующая система технического регулирования в РФ часто оказывается тормозом для модернизации ЖКХ. Она устарела и часто блокирует проекты небольших постепенных усовершенствований, так как распространяет на них требования нового строительства.
- Отсутствие долгосрочных и прозрачных правил функционирования рынка тепловой энергии, гарантирующих неизменность условий инвестирования, определяемых со стороны государства, а также компенсацию потерь инвестора в случае такого изменения.
- Избыточная бюрократическая нагрузка на отрасль.
- Неудовлетворительная платёжная дисциплина потребителей тепловой энергии (население).
- Несовершенство нормативно-правовой базы, касающейся сферы обслуживания узлов учёта тепловой энергии (УУТЭ), что приводит к деградации системы обслуживания УУТЭ.
- Отсутствие профессиональных центров компетенции в сфере теплоснабжения.

Применительно к Кунашакскому СП, дополнительно можно выделить следующие проблемы развития систем теплоснабжения:

- Низкий уровень оснащённости потребителей УУТЭ.

1.12.3. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.

Согласно предоставленным данным на всех источниках тепловой энергии действующих систем теплоснабжения, расположенных на территории Кунашакского СП проблемы надежного и эффективного снабжения топливом, отсутствуют.

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

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность систем теплоснабжения Кунашакского СП не предоставлены.

Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.

Часть 2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.

За базовый уровень потребления тепла принят расчётный уровень потребления тепловой энергии в 2022 году.

Базовый уровень потребления тепловой энергии по СЦТ Кунашакского СП с разделением по категориям потребителей и виду потребления представлен в таблице 50.

Плановые показатели полезного отпуска тепловой энергии на 2023г. и 2024г. по каждой СЦТ по видам потребления и по категориям потребителей приведены в таблице 51.

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

Прогноз прироста площади строительных фондов выполнен на основании данных генерального плана (ГП) села Кунашак и схемы территориального планирования (ТП) Кунашакского МР.

В соответствии с ГП села Кунашак и схемы ТП Кунашакского МР:

- планируется повысить уровень обеспеченности населения жильем до 30м² на человека к 2027г.;
- до 2027г. в южной и севере-западной частях села Кунашак планируется строительство малоэтажных индивидуальных жилых домов;
- до 2027г. планируется малоэтажная и среднеэтажная многоквартирная жилая застройка в микрорайоне «Совхозный».

Показатели жилищного фонда в Кунашакском СП по состоянию на 2021г. приведены в таблице 1.

Информация по ветхому (аварийному) жилью на территории Кунашакского СП представлена в п.1.7 тома 3. По состоянию на 2023г. на территории Кунашакского СП нет централизованно отапливаемого ветхого (аварийного) жилья.

В 2022г. завершено строительство средней общеобразовательной школы на 500 мест в с. Кунашак (*разрешение на строительство: №RU74-515000-3-2020 от 16.03.2020г.; адрес местоположения объекта: с. Кунашак, ул. Челябинская, 3*). Для новой школы построена и введена в эксплуатацию собственная автоматическая газовая балочно-модульная котельная.

В 2022-2023гг. начато строительство двух МКД в микрорайоне «Совхозный» с. Кунашак (один пятиэтажный и один четырёхэтажный МКД). Копии разрешений на строительство МКД представлены в п.1.8 и п.1.9 тома 3.

Кроме того, в с. Кунашак до 2025г. планируется строительство Ледовой арены на территории стадиона «Кунашакский», одного МКД по ул. Лесная (в районе детского сада «Берёзка») и одного МКД по адресу: ул. Октябрьская, 11.

Реестр выданных технических условий (ТУ) на подключение объектов капитального строительства к СЦТ представлен в таблице 48.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 48 Реестр выданных технических условий на подключение объектов капитального строительства к СЦТ.

Наименование документа	Номер и дата выдачи	Наименование объекта	Адрес объекта	Общая площадь, м.кв.	Строительный объём, м.куб.	Этажность	Необходимый ресурс	Расчётная нагрузка на отопление, Гкал/час	Расчётная нагрузка на вентиляцию, Гкал/час	Расчётная нагрузка на ГВС, Гкал/час	Расчётная нагрузка на технологические нужды, Гкал/час	Источник теплоснабжения	Планируемый срок подключения	Примечание
Технические условия	№21/22 от 08.07.2022г.	Ледовая арена	с. Кунашак, стадион "Кунашакский"	нд	нд	нд	отопление, гвс, вентиляция, технологические нужды	0,185	0,219	0,070	0,083	Котельная СЦТ «мкр. №2» (Котельная №2)	до 08.07.2025г.	
Технические условия	№4/22 от 17.02.2022г.	Жилое здание	с. Кунашак, ул. Лесная	нд	нд	нд	отопление, гвс	0,153	0,000	0,043	0,000	Котельная СЦТ «мкр. №1» (Котельная №1)	до 17.02.2025г.	
Технические условия	№3/22 от 17.02.2022г.	Жилое здание	с. Кунашак, ул. Октябрьская, 11А	нд	нд	нд	отопление, гвс	0,132	0,000	0,036	0,000	Котельная СЦТ «мкр. №1» (Котельная №1)	до 17.02.2025г.	
Разрешение на строительство	74-13-09-2022 от 03.10.2022	Многоквартирный жилой дом	с. Кунашак, ул. Совхозная, 14	2582,37	нд	6	отопление, гвс	0,122	0,000	0,035	0,000	собственная котельная	2023-2024	по состоянию на апрель 2023г. ведётся строительство
Разрешение на строительство	74-13-10-2022 от 03.10.2023	Многоквартирный жилой дом	с. Кунашак, ул. Совхозная, 14А	3165,75	нд	5	отопление, гвс	0,150	0,000	0,043	0,000	собственная котельная	2023-2024	по состоянию на апрель 2023г. ведётся строительство

В соответствии со схемой ТП Кунашакского МР на период до 2024года:

- основными локомотивами экономики района останутся сельскохозяйственные предприятия и предприятия переработки сельхозпродукции;
- развитие производства строительных материалов, складского хозяйства и других производств, использующих ресурс близости потребительских рынков;
- развитие туристских услуг при условии создания соответствующей инфраструктуры, организация любительского рыболовства, совершенствование охотугодий и решения экологических проблем, а также формирования имиджа района как бережно относящегося к окружающей среде;
- развитие малого бизнеса в сфере услуг, досуга, развлечений, физкультуры, торговли.

Прогноз прироста площади строительных фондов с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественно-деловой и производственный фонды приведён в таблице 49.

Таблица 49 Общий прогноз приростов площади строительных фондов.

№пп	Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
с. Кунашак										
1	Прирост нового строительного фонда нарастающим итогом, в том числе:	тыс. кв. м	2,0	3,5	10	18,5	21	29,25	42,25	51,25
1.1	многоквартирный жилищный фонд	тыс. кв. м	0	0	0	0	0	5,75	11,25	11,25
1.2	индивидуальный жилищный фонд и жилищный фонд одноэтажной блокированной застройки	тыс. кв. м	2,0	3,5	6,0	8,5	11,0	13,5	16,0	25,0
1.3	общественно-деловой фонд	тыс. кв. м	0	0	4	10	10	10	15	15
1.4	производственный фонд	тыс. кв. м	0	0	0	0	0	0	0	0
п. Лесной										
2	Прирост нового строительного фонда нарастающим итогом, в том числе:	тыс. кв. м	0,2	0,4	10,6	10,8	11	11,2	11,4	11,6
2.1	многоквартирный жилищный фонд	тыс. кв. м	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	индивидуальный жилищный фонд и жилищный фонд одноэтажной блокированной застройки	тыс. кв. м	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6
2.3	общественно-деловой фонд	тыс. кв. м	0	0	10	10	10	10	10	10
2.4	производственный фонд	тыс. кв. м	0	0	0	0	0	0	0	0

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 50 Базовый уровень потребления тепловой энергии по СЦТ Кунашакского СП с разделением по категориям потребителей и виду потребления.

№пп	Наименование системы теплоснабжения	Население			Бюджетная сфера			Прочие потребители			Итого		
		отопление и вентиляция	ГВС	суммарное потребление	отопление и вентиляция	ГВС	суммарное потребление	отопление и вентиляция	ГВС	суммарное потребление	отопление и вентиляция	ГВС	суммарное потребление
		Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал
1	Отпуск тепловой энергии по АО "Челябоблкоммунэнерго"	7178	0	7178	5402	0	5402	1651	0	1651	14231	0	14231
1.1	СЦТ «мкр. №1»	2318	0	2318	1974	0	1974	478	0	478	4770	0	4770
1.2	СЦТ «мкр. №2»	4859	0	4859	3428	0	3428	1174	0	1174	9461	0	9461
2	Отпуск тепловой энергии по МУП "Балык"	3541	0	3541	422	0	422	731	0	731	4694	0	4694
2.1	СЦТ «мкр. Совхозный»	1904	0	1904	336	0	336	214	0	214	2454	0	2454
2.2	СЦТ «Лесной»	1637	0	1637	86	0	86	517	0	517	2240	0	2240
Суммарный объём полезного отпуска тепловой энергии		10718	0	10718	5824	0	5824	2383	0	2383	18925	0	18925

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 51 Плановые показатели полезного отпуска тепловой энергии на 2023г. и на 2024г.

№пп	Наименование системы теплоснабжения	Население			Бюджетная сфера			Прочие потребители			Итого		
		отопление и вентиляция	ГВС	суммарный полезный отпуск	отопление и вентиляция	ГВС	суммарный полезный отпуск	отопление и вентиляция	ГВС	суммарный полезный отпуск	отопление и вентиляция	ГВС	суммарный полезный отпуск
		Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал
1	Плановый полезный отпуск тепловой энергии по АО "Челябоблкоммунэнерго"	7078,4	31,8	7110,3	5372,6	0,0	5372,6	1606,7	0,0	1606,7	14057,7	31,8	14089,6
1.1	СЦТ «мкр. №1»	2363,3	0,0	2363,3	1863,5	0,0	1863,5	448,1	0,0	448,1	4674,9	0,0	4674,9
1.2	СЦТ «мкр. №2»	4715,2	31,8	4747,0	3509,1	0,0	3509,1	1158,6	0,0	1158,6	9382,8	31,8	9414,7
2	Плановый полезный отпуск тепловой энергии по МУП "Балык"	3500,0	0,0	3500,0	1860,0	0,0	1860,0	700,0	0,0	700,0	6060,0	0,0	6060,0
2.1	СЦТ «мкр. Совхозный»	1900,0	0,0	1900,0	300,0	0,0	300,0	200,0	0,0	200,0	2400,0	0,0	2400,0
2.2	СЦТ «Лесной»	1600,0	0,0	1600,0	90,0	0,0	90,0	500,0	0,0	500,0	2190,0	0,0	2190,0
2.3	ДцСТ "Техникум"	0,0	0,0	0,0	270,0	0,0	270,0	0,0	0,0	0,0	270,0	0,0	270,0
2.4	ДцСТ "Борцовский зал"	0,0	0,0	0,0	400,0	0,0	400,0	0,0	0,0	0,0	400,0	0,0	400,0
2.5	ДцСТ "СОШ"	0,0	0,0	0,0	800,0	0,0	800,0	0,0	0,0	0,0	800,0	0,0	800,0
Суммарный объем полезного отпуска тепловой энергии		10578,4	31,8	10610,3	7232,6	0,0	7232,6	2306,7	0,0	2306,7	20117,7	31,8	20149,6

Часть 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.

1. Действующие годовые нормативы потребления тепловой энергии утверждены постановлением Главы Кунашакского района от 12.05.2003г. №520 и составляют 0,342Гкал на 1м.кв. отапливаемой площади (копия постановления представлена в п. 1.6 тома 3).
2. В соответствии с Постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 28 декабря 2016 года N66/2 (с изменениями от 30.12.2022г.) на территории Челябинской области с 01.01.2024г. будут действовать новые нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению из расчета продолжительности отопительного периода 7 месяцев. Вышеуказанные нормативы приведены в таблице 36.
3. Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию для перспективного жилищного фонда в зависимости от его этажности приведено в таблице 52. Расчёт выполнен на основании удельных показателей максимальной тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию жилых домов из приложения «В» в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» для зданий после 2015 года постройки.
4. Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию для перспективного общественного фонда в зависимости от назначения и его этажности приведено в таблице 53. При расчётах оптимальная температура воздуха внутри помещений принята на основании указаний ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях».
5. Удельные среднечасовые тепловые нагрузки на нужды ГВС приведены в таблице 54. Расчёт выполнен на основании данных из приложения «Г» в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Таблица 52 Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию для перспективного жилищного фонда.

№пп	Вид жилищного фонда	Измеритель	Удельный показатель максимальной тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию жилых домов, Вт/м2	Расчётная удельная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию на 1м2, Гкал/ч	Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию на 1м2, Гкал/год
1	2	3	4	5	6
1	1-3 этажные многоквартирные отдельностоящие	1 метр квадратный общей площади	77	0,00006622	0,1700
2	2-3 этажные многоквартирные блокированные	1 метр квадратный общей площади	64	0,00005504	0,1413
3	4-6 этажные	1 метр квадратный общей площади	55	0,0000473	0,1214
4	7-10 этажные	1 метр квадратный общей площади	48	0,00004128	0,1060
Расчётная формула			—	расч. по форм. K4-8,6·10 ⁻⁷	расч. по форм. K5-212·24/1,955
Примечание		Данные из приложения "В" в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»: Для жилых зданий строительства после 2015 года при расчётной температуре наружного воздуха для проектирования отопления -32°C			

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 53 Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию для перспективного общественного фонда.

№пп	Тип здания	Измеритель	Этажность зданий							
			1	2	3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше
Нормируемая (базовая) удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий в зависимости от их этажности										
(данные из таблицы 14 в СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий»), Вт/(м³·С°)										
1.1	Жилые многоквартирные здания, гостиницы, общежития	1 метр кубический отапливаемого объёма	0,455	0,414	0,372	0,359	0,336	0,319	0,301	0,29
1.2	Общественные здания кроме перечисленных в строках 1.3-1.6	1 метр кубический отапливаемого объёма	0,487	0,44	0,417	0,371	0,359	0,342	0,324	0,311
1.3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	1 метр кубический отапливаемого объёма	0,394	0,382	0,371	0,359	0,348	0,336	0,324	0,311
1.4	Дошкольные учреждения, хосписы	1 метр кубический отапливаемого объёма	0,521	0,521	0,521	—	—	—	—	—
1.5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	1 метр кубический отапливаемого объёма	0,266	0,255	0,243	0,232	0,232	—	—	—
1.6	Административного назначения	1 метр кубический отапливаемого объёма	0,417	0,394	0,382	0,313	0,278	0,255	0,232	0,232
Нормируемая (базовая) удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий в зависимости от их этажности										
(расчёт выполнен на 1м2 отапливаемой площади при высоте потолков 2,8м), Вт/(м2·С°)										
2.1	Жилые многоквартирные здания, гостиницы, общежития	1 метр квадратный отапливаемой площади	1,274	1,159	1,042	1,005	0,941	0,893	0,843	0,812
2.2	Общественные здания кроме перечисленных в строках 2.3-2.6	1 метр квадратный отапливаемой площади	1,364	1,232	1,168	1,039	1,005	0,958	0,907	0,871
2.3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	1 метр квадратный отапливаемой площади	1,103	1,070	1,039	1,005	0,974	0,941	0,907	0,871
2.4	Дошкольные учреждения, хосписы	1 метр квадратный отапливаемой площади	1,459	1,459	1,459	—	—	—	—	—
2.5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,745	0,714	0,680	0,650	0,650	—	—	—
2.6	Административного назначения	1 метр квадратный отапливаемой площади	1,168	1,103	1,070	0,876	0,778	0,714	0,650	0,650
Расчётная удельная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию 1м2 для зданий с классом энергоэффективности "С"(нормальный), Гкал/ч										
(расчёт выполнен при расчётных температурах воздуха внутри помещений (Твн) и наружного воздуха для проектирования отопления (Тн= - 32°С)										
3.1	Жилые многоквартирные здания, гостиницы, общежития (Твн=20°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,000057	0,000052	0,000047	0,000045	0,000042	0,000040	0,000038	0,000036
3.2	Общественные здания кроме перечисленных в строках 3.3-3.6 (Твн=16°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,000056	0,000051	0,000048	0,000043	0,000041	0,000040	0,000037	0,000036
3.3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты (Твн=20°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,000049	0,000048	0,000046	0,000045	0,000044	0,000042	0,000041	0,000039
3.4	Дошкольные учреждения, хосписы (Твн=20°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,000065	0,000065	0,000065	—	—	—	—	—
3.5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады (Твн=16°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,000031	0,000029	0,000028	0,000027	0,000027	—	—	—
3.6	Административного назначения (Твн=18°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,000050	0,000047	0,000046	0,000038	0,000033	0,000031	0,000028	0,000028

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

№пп	Тип здания	Измеритель	Этажность зданий							
			1	2	3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше
Расчётная удельная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию 1м2 для зданий с классом энергоэффективности "D"(пониженный-отклонение от класса "С" на +33%), Гкал/ч (расчёт выполнен при расчётных температурах воздуха внутри помещений (Твн) и наружного воздуха для проектирования отопления (Тн= - 32°С)										
4.1	Жилые многоквартирные здания, гостиницы, общежития (Твн=20°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,000076	0,000069	0,000062	0,000060	0,000056	0,000053	0,000050	0,000048
4.2	Общественные здания кроме перечисленных в строках 4.3-4.6 (Твн=16°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,000075	0,000068	0,000064	0,000057	0,000055	0,000053	0,000050	0,000048
4.3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты (Твн=20°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,000066	0,000064	0,000062	0,000060	0,000058	0,000056	0,000054	0,000052
4.4	Дошкольные учреждения, хосписы (Твн=20°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,000087	0,000087	0,000087	—	—	—	—	—
4.5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады (Твн=16°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,000041	0,000039	0,000037	0,000036	0,000036	—	—	—
4.6	Административного назначения (Твн=18°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,000067	0,000063	0,000061	0,000050	0,000045	0,000041	0,000037	0,000037
Расчётное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию на 1м2 для зданий с классом энергоэффективности "С"(нормальный), Гкал/год (расчёт выполнен при продолжительности отопительного периода - 212сут. и расчётных температурах воздуха внутри помещений (Твн) и наружного воздуха для проектирования отопления (Тн= - 32°С)										
5.1	Жилые многоквартирные здания, гостиницы, общежития (Твн=20°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,14828	0,13492	0,12123	0,11699	0,10950	0,10396	0,09809	0,09451
5.2	Общественные здания кроме перечисленных в строках 5.3-5.6 (Твн=16°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,13484	0,12183	0,11546	0,10272	0,09940	0,09469	0,08971	0,08611
5.3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты (Твн=20°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,12840	0,12449	0,12090	0,11699	0,11341	0,10950	0,10559	0,10135
5.4	Дошкольные учреждения, хосписы (Твн=20°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,16978	0,16978	0,16978	—	—	—	—	—
5.5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады (Твн=16°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,07365	0,07060	0,06728	0,06424	0,06424	—	—	—
5.6	Административного назначения (Твн=18°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,12565	0,11872	0,11511	0,09431	0,08377	0,07684	0,06991	0,06991
Расчётное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию на 1м2 для зданий с классом энергоэффективности "D"(пониженный-отклонение от класса "С" на +33%), Гкал/год (расчёт выполнен при продолжительности отопительного периода - 212сут. и расчётных температурах воздуха внутри помещений (Твн) и наружного воздуха для проектирования отопления (Тн= - 32°С)										
6.1	Жилые многоквартирные здания, гостиницы, общежития (Твн=20°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,19721	0,17944	0,16123	0,15560	0,14563	0,13826	0,13046	0,12569
6.2	Общественные здания кроме перечисленных в строках 6.3-6.6 (Твн=16°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,17934	0,16203	0,15356	0,13662	0,13220	0,12594	0,11931	0,11453
6.3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты (Твн=20°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,17077	0,16557	0,16080	0,15560	0,15083	0,14563	0,14043	0,13479
6.4	Дошкольные учреждения, хосписы (Твн=20°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,22581	0,22581	0,22581	—	—	—	—	—
6.5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады (Твн=16°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,09795	0,09390	0,08948	0,08543	0,08543	—	—	—
6.6	Административного назначения (Твн=18°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,16712	0,15790	0,15309	0,12544	0,11141	0,10219	0,09298	0,09298

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 54 Удельные среднечасовые тепловые нагрузки на нужды ГВС.

№пп	Потребители	Измеритель	Норма расхода горячей воды, л/сут	Норма общей/полезной площади на 1 измеритель, м2/чел	Удельная величина тепловой энергии, Вт/м2	Среднесуточная тепловая нагрузка на ГВС на 1 измеритель, Гкал/ч	Расход тепловой энергии на ГВС на 1 измеритель при круглогодичном ГВС, Гкал/год	Расход тепловой энергии на ГВС на 1 измеритель при ГВС в течение отопительного сезона, Гкал/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Жилые дома независимо от этажности, оборудованные умывальниками, мойками и ваннами, с квартирными регуляторами давления	1 житель	105	25	12,2	0,00026	2,2033	1,3346
2	То же, с заселенностью 20 м ² /чел	1 житель	105	20	15,3	0,00026	2,2105	1,3390
3	То же, с умывальниками, мойками и душевыми	1 житель	85	18	13,8	0,00021	1,7944	1,0869
4	Гостиницы и пансионаты с душами во всех отдельных номерах	1 проживающий	70	12	17	0,00018	1,4737	0,8926
5	Больницы с санитарными узлами, приближенными к палатам	1 больной	90	15	17,5	0,00023	1,8963	1,1486
6	Поликлиники и амбулатории	1 больной в смену	5,2	13	1,5	0,00002	0,1409	0,0853
7	Детские ясли и сады с дневным пребыванием детей и столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	11,5	10	3,1	0,00003	0,2239	0,1356
8	Административные здания	1 работающий	5	10	1,3	0,00001	0,0939	0,0569
9	Общеобразовательные школы с душевыми при гимнастических залах и столовыми на полуфабрикатах	1 учащийся	3	10	0,8	0,00001	0,0578	0,0350
10	Физкультурно-оздоровительные комплексы	1 человек	30	5	17,5	0,00008	0,6321	0,3829
11	Предприятия общественного питания для приготовления пищи реализуемой в обеденном зале	1 посетитель	12	10	3,2	0,00003	0,2312	0,1400
12	Магазины продовольственные	1 работающий	12	30	1,1	0,00003	0,2384	0,1444
13	Магазины протоварные	1 работающий	8	30	0,7	0,00002	0,1517	0,0919
Примечание		Данные из приложения "Г" в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»				расч. по форм. К5-К6-8,6·10 ⁻⁷	расч. по форм. К7-350·24	расч. по форм. К7-212·24

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

В качестве расчетного элемента территориального деления (РЭТД) в данной работе принята зона действия системы теплоснабжения.

Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя до 2030г. с разделением по видам теплопотребления в каждом РЭТД в котором предусмотрено или целесообразно осуществлять централизованное теплоснабжение и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии приведён в таблицах 55-58. Прогноз был сделан на основании положений Главы 5, в том числе с учётом перевода индивидуальной жилищной застройки и одноэтажной блокированной застройки на теплоснабжение от индивидуальных газовых теплогенераторов.

Часть 2.5 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе.

Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя до 2030г. с разделением по видам теплопотребления в зонах действия индивидуального теплоснабжения в каждом населённом пункте Кунашакского СП не выполнялся по причине отсутствия данных о планируемых объёмах потребления тепловой энергии.

Часть 2.6 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.

Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя до 2030г. с разделением по видам теплопотребления в производственных зонах в каждом населённом пункте Кунашакского СП не выполнялся по причине отсутствия данных о планируемых объёмах потребления тепловой энергии.

Таблица 55 Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в зоне действия СЦТ «мкр. №1».

№пп	Составляющая баланса	ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2030
1	Численность населения пользующегося услугами центрального ГВС.	чел.	—	—	—	—	—	—
	Время работы централизованной системы ГВС в год.	сут	—	—	—	—	—	—
2	Прирост потребления тепловой энергии на централизованное отопление и вентиляцию нарастающим итогом.	Гкал/год	0,0	0,0	732,0	732,0	732,0	732,0
2.1	многоквартирный жилищный фонд (ул. Лесная и ул. Октябрьская, 11А)	Гкал/год	0,0	0,0	732,0	732,0	732,0	732,0
2.2	индивидуальный жилищный фонд и жилищный фонд блокированной застройки	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.3	общественные здания	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.4	производственный фонд	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Прирост потребления тепловой энергии на централизованное ГВС нарастающим итогом за счёт подключения новых потребителей.	Гкал/год	0,0	0,0	306,0	306,0	306,0	306,0
3.1	многоквартирный жилищный фонд (ул. Лесная и ул. Октябрьская, 11А)	Гкал/год	0,0	0,0	306,0	306,0	306,0	306,0
3.2	индивидуальный жилищный фонд и жилищный фонд блокированной застройки	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.3	общественные здания	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.4	производственный фонд	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Прирост потребления тепловой энергии на централизованное ГВС нарастающим итогом за счёт перевода существующих потребителей на круглогодичное ГВС.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Снижение потребления тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции за счёт отключения потребителей от централизованной системы теплоснабжения нарастающим итогом.	Гкал/год	0,0	0,0	25,0	36,5	36,5	36,5
5.1	перевод индивидуального жилищного фонда и жилищного фонда блокированной застройки на отопление от индивидуальных теплогенераторов	Гкал/год	0,0	0,0	25,0	36,5	36,5	36,5
5.2	перевод МКД на поквартирное теплоснабжение	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5.3	отключение ветхого жилищного фонда	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5.4	перевод общественного фонда на отопление от индивидуальных теплогенераторов	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5.5	перевод производственного фонда на отопление от индивидуальных теплогенераторов	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Снижение потребления тепловой энергии на нужды ГВС за счёт отключения потребителей от централизованной системы теплоснабжения нарастающим итогом.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.1	перевод индивидуального жилищного фонда и жилищного фонда блокированной застройки на ГВС от индивидуальных водонагревателей	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2	перевод МКД на ГВС от индивидуальных водонагревателей	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.3	отключение ветхого жилищного фонда	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.4	перевод общественного фонда на ГВС от индивидуальных водонагревателей	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.5	перевод производственного фонда на на ГВС от индивидуальных водонагревателей	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчётный объём тепловой энергии на централизованное теплоснабжение, всего	Гкал/год	4675	4675	5688	5676	5676	5676
7.1	на нужды отопления и вентиляции	Гкал/год	4675	4675	5382	5370	5370	5370
7.2	на нужды ГВС	Гкал/год	0	0	306	306	306	306
7.3	на технологию	Гкал/год	0	0	0	0	0	0
8	Расчётный объём тепловой энергии на централизованное теплоснабжение, всего	Гкал/год	4675	4675	5688	5676	5676	5676
8.1	население	Гкал/год	2363	2363	3376	3365	3365	3365
8.2	бюджетная сфера и прочие организации	Гкал/год	2312	2312	2312	2312	2312	2312
8.3	производство	Гкал/год	0	0	0	0	0	0
9	Расчётный объём теплоносителя, всего	тыс.м.куб./год	4,7	4,7	9,8	9,8	9,8	9,8
9.1	на подпитку	тыс.м.куб./год	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
9.2	на нужды ГВС	тыс.м.куб./год	0,0	0,0	5,1	5,1	5,1	5,1

Таблица 56 Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в зоне действия СЦТ «мкр. №2».

№пп	Составляющая баланса	ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2030
1	Численность населения пользующегося услугами центрального ГВС.	чел.	—	—	—	—	—	—
	Время работы централизованной системы ГВС в год.	сут	—	—	—	—	—	—
2	Прирост потребления тепловой энергии на централизованное отопление и вентиляцию нарастающим итогом.	Г кал/год	0,0	0,0	996,0	996,0	996,0	996,0
2.1	многоквартирный жилищный фонд	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.2	индивидуальный жилищный фонд и жилищный фонд блокированной застройки	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.3	общественные здания (Ледовая арена)	Г кал/год	0,0	0,0	996,0	996,0	996,0	996,0
2.4	производственный фонд	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Прирост потребления тепловой энергии на централизованное ГВС нарастающим итогом за счёт подключения новых потребителей.	Г кал/год	0,0	0,0	90,0	90,0	90,0	90,0
3.1	многоквартирный жилищный фонд	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.2	индивидуальный жилищный фонд и жилищный фонд блокированной застройки	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.3	общественные здания (Ледовая арена)	Г кал/год	0,0	0,0	90,0	90,0	90,0	90,0
3.4	производственный фонд	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Прирост потребления тепловой энергии на централизованное ГВС нарастающим итогом за счёт перевода существующих потребителей на круглогодичное ГВС.	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Снижение потребления тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции за счёт отключения потребителей от централизованной системы теплоснабжения нарастающим итогом.	Г кал/год	0,0	0,0	32,0	64,7	64,7	64,7
5.1	перевод индивидуального жилищного фонда и жилищного фонда блокированной застройки на отопление от индивидуальных теплогенераторов	Г кал/год	0,0	0,0	32,0	64,7	64,7	64,7
5.2	перевод МКД на поквартирное теплоснабжение	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5.3	отключение ветхого жилищного фонда	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5.4	перевод общественного фонда на отопление от индивидуальных теплогенераторов	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5.5	перевод производственного фонда на отопление от индивидуальных теплогенераторов	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Снижение потребления тепловой энергии на нужды ГВС за счёт отключения потребителей от централизованной системы теплоснабжения нарастающим итогом.	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.1	перевод индивидуального жилищного фонда и жилищного фонда блокированной застройки на ГВС от индивидуальных водонагревателей	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2	перевод МКД на ГВС от индивидуальных водонагревателей	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.3	отключение ветхого жилищного фонда	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.4	перевод общественного фонда на ГВС от индивидуальных водонагревателей	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.5	перевод производственного фонда на на ГВС от индивидуальных водонагревателей	Г кал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчётный объём тепловой энергии на централизованное теплоснабжение, всего	Г кал/год	9415	9415	10685	10652	10652	10652
7.1	на нужды отопления и вентиляции	Г кал/год	9383	9383	10347	10314	10314	10314
7.2	на нужды ГВС	Г кал/год	32	32	122	122	122	122
7.3	на технологию (Ледовая арена)	Г кал/год	0	0	216	216	216	216
8	Расчётный объём тепловой энергии на централизованное теплоснабжение, всего	Г кал/год	9415	9415	10685	10652	10652	10652
8.1	население	Г кал/год	4747	4747	4715	4682	4682	4682
8.2	бюджетная сфера и прочие организации	Г кал/год	4668	4668	5754	5754	5754	5754
8.3	производство	Г кал/год	0	0	216	216	216	216
9	Расчётный объём теплоносителя, всего	тыс.м.куб./год	7,6	7,6	9,1	9,1	9,1	9,1
9.1	на подпитку	тыс.м.куб./год	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
9.2	на нужды ГВС	тыс.м.куб./год	0,5	0,5	2,0	2,0	2,0	2,0

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 57 Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в зоне действия СЦТ «мкр. Совхозный».

№пп	Составляющая баланса	ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2030
1	Численность населения пользующегося услугами центрального ГВС.	чел.	—	—	—	—	—	—
	Время работы централизованной системы ГВС в год.	сут	—	—	—	—	—	—
2	Прирост потребления тепловой энергии на централизованное отопление и вентиляцию нарастающим итогом.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Прирост потребления тепловой энергии на централизованное ГВС нарастающим итогом за счёт подключения новых потребителей.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Прирост потребления тепловой энергии на централизованное ГВС нарастающим итогом за счёт перевода существующих потребителей на круглогодичное ГВС.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Снижение потребления тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции за счёт отключения потребителей от централизованной системы теплоснабжения нарастающим итогом.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Снижение потребления тепловой энергии на нужды ГВС за счёт отключения потребителей от централизованной системы теплоснабжения нарастающим итогом.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчётный объём тепловой энергии на централизованное теплоснабжение, всего	Гкал/год	2821	2860	2860	2860	2860	2860
7.1	на нужды отопления и вентиляции	Гкал/год	2400	2860	2860	2860	2860	2860
7.2	на нужды ГВС	Гкал/год	0	0	0	0	0	0
7.3	на технологию	Гкал/год	0	0	0	0	0	0
8	Расчётный объём тепловой энергии на централизованное теплоснабжение, всего	Гкал/год	2821	2860	2860	2860	2860	2860
8.1	население	Гкал/год	1900	1900	1900	1900	1900	1900
8.2	бюджетная сфера и прочие организации	Гкал/год	921	921	921	921	921	921
8.3	производство	Гкал/год	0	0	0	0	0	0
9	Расчётный объём теплоносителя, всего	тыс.м.куб./год	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
9.1	на подпитку	тыс.м.куб./год	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
9.2	на нужды ГВС	тыс.м.куб./год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 58 Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в зоне действия СЦТ «Лесной».

№пп	Составляющая баланса	ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2030
1	Численность населения пользующегося услугами центрального ГВС.	чел.	—	—	—	—	—	—
	Время работы централизованной системы ГВС в год.	сут	—	—	—	—	—	—
2	Прирост потребления тепловой энергии на централизованное отопление и вентиляцию нарастающим итогом.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Прирост потребления тепловой энергии на централизованное ГВС нарастающим итогом за счёт подключения новых потребителей.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Прирост потребления тепловой энергии на централизованное ГВС нарастающим итогом за счёт перевода существующих потребителей на круглогодичное ГВС.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Снижение потребления тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции за счёт отключения потребителей от централизованной системы теплоснабжения нарастающим итогом.	Гкал/год	0,0	0,0	130,0	260,0	260,0	260,0
5.1	перевод индивидуального жилищного фонда и жилищного фонда блокированной застройки на отопление от индивидуальных теплогенераторов	Гкал/год	0,0	0,0	130,0	260,0	260,0	260,0
5.2	перевод МКД на поквартирное теплоснабжение	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5.3	отключение ветхого жилищного фонда	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5.4	перевод общественного фонда на отопление от индивидуальных теплогенераторов	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5.5	перевод производственного фонда на отопление от индивидуальных теплогенераторов	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Снижение потребления тепловой энергии на нужды ГВС за счёт отключения потребителей от централизованной системы теплоснабжения нарастающим итогом.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расчётный объём тепловой энергии на централизованное теплоснабжение, всего	Гкал/год	2581	2500	2500	2500	2240	2240
7.1	на нужды отопления и вентиляции	Гкал/год	2190	2500	2500	2500	2240	2240
7.2	на нужды ГВС	Гкал/год	0	0	0	0	0	0
7.3	на технологию	Гкал/год	0	0	0	0	0	0
8	Расчётный объём тепловой энергии на централизованное теплоснабжение, всего	Гкал/год	2581	2500	2500	2500	2240	2240
8.1	население	Гкал/год	1600	1600	1470	1340	1340	1340
8.2	бюджетная сфера и прочие организации	Гкал/год	981	900	900	900	900	900
8.3	производство	Гкал/год	0	0	0	0	0	0
9	Расчётный объём теплоносителя, всего	тыс.м.куб./год	2,7	2,6	2,5	2,4	2,4	1,9
9.1	на подпитку	тыс.м.куб./год	2,7	2,6	2,5	2,4	2,4	1,9
9.2	на нужды ГВС	тыс.м.куб./год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения.

Часть 3.1. Описание геоинформационной системы Zulu 8.

3.1.1 Общие положения.

Подробное руководство пользователя имеется в свободном доступе на сайте ООО «Политерм».

Ссылки: <https://www.politerm.com/products/geo/zulugis/manual/>;

<https://www.politerm.com/products/hydro/zuluhydro/manual/>.

Демо-версию ГИС «Zulu» можно бесплатно скачать с сайта ООО«Политерм»

<https://www.politerm.com/> и установить на неограниченное количество АРМ.

Геоинформационная система (ГИС) – информационная система, обеспечивающая сбор, хранение, обработку, доступ, отображение и распространение пространственно-координированных данных.

ГИС Zulu хранит два типа информации — графическую и семантическую. Структурная схема представления информации изображена на рисунке ниже.



Графические данные — это набор графических слоев системы. Графический слой представляет собой совокупность пространственных объектов, относящихся к одной теме в пределах некоторой территории и в системе координат, общих для набора слоев.

Семантические данные представляют собой описание по объектам графической базы. Информация в семантическую базу данных заносится пользователем. Семантическая база данных представляет собой набор таблиц, информационно связанных друг с другом. Одна из таблиц должна обязательно содержать поле связи с картой (по умолчанию это поле называется SYS), т.е. поле, в которое заносятся ключевые значения (ID) графических объектов.

Объекты

В системе Zulu используются следующие типы объектов:

- растровые объекты
- векторные объекты

Растровые объекты

Растровым объектом является растровый графический файл в формате BMP, TIFF, PCX, GIF и JPG, который привязывается к территории заданием координат его углов на местности. К растровым объектам семантическая информация не привязывается.

Векторные объекты

Векторные объекты, в отличие от растровых, описываются координатами. В зависимости от структуры объекта, система использует следующие векторные графические типы объектов:

- символные (узловые) объекты;
- линейные объекты (ломаные);
- комбинированные линейные объекты;
- площадные объекты (полигоны);
- комбинированные площадные объекты»;
- текстовые объекты.

Группы графических объектов объединяются в слои графической информации. Информация о слое образует независимую графическую базу данных.

Слои

Слой – совокупность пространственных объектов, относящихся к одной теме (классу объектов) в пределах некоторой территории и в системе координат, общих для набора слоев. Послойное или многослойное представление является наиболее распространенным способом организации пространственных данных в послойно-организованных ГИС.

Слой является основной информационной единицей системы Zulu. Слои предназначены для хранения графических объектов. Внутри слоя каждый объект имеет идентификатор (ключ), его также называют ID объекта.

Идентификатор (ID) – уникальный (в пределах слоя) номер, приписываемый пространственному объекту слоя, присваивается автоматически, служит для связи позиционной и непозиционной части пространственных данных.

Типы слоев

По способу хранения графической информации существуют следующие слои:

- векторный слой;
- растровый слой;
- слои рельефа

Карты

Карта является основным документом системы Zulu. Она содержит список слоев с параметрами их отображения, характерными для данной карты. Карта может иметь одно или несколько окон. Через окна карты пользователь может работать со слоями карты: просматривать, осуществлять запросы, редактировать, выводить на печать и т.д. Физически карта является двоичным файлом с расширением *zmp*. Карта хранит основные параметры, перечисленные в таблице.

Следует отметить, что карта **не** содержит графической информации. Графическая информация находится в слоях, а карта хранит **только** список их имен. При этом слои и файлы карты могут располагаться на компьютере в разных местах. Удалив с диска файл карты, можно потерять только настройки отображения слоев для данной карты.

Ниже приведен пример карты с загруженными слоями. Загруженные слои: Растр, Кварталы, Зеленые насаждения, Здания, Теплоснабжение.

Параметр	Описание
Имя карты	Полное название (с путем) файла карты.
Название карты	Пользовательское название карты, отражающее ее содержание.
Цвет фона	Цвет фона окна карты.
Проекция	Информация о картографической проекции и системе координат карты.
Центр отображения	Координаты точки, являющейся отображаемой в центре окна карты.
Масштаб отображения	Число, определяющее текущий масштаб карты на экране; изменение данного параметра позволяет увеличивать и уменьшать изображение.
Список слоев	Список имен слоев, входящих в карту.
Активный слой	Имя активного слоя. Слоя, который в данный момент реагирует на запросы с экрана и участвует в ряде других операций с картой.
Параметры настройки по каждому слою	Набор параметров, относящихся к настройке слоя для данной карты: текущая семантическая база данных слоя, текущий тематический файл слоя, текущий файл надписей, общие параметры
Макеты для печати	Макеты печати, внедренные в карту.



Пример карты с загруженными слоями.

Моделирование сетей

Zulu поддерживает линейно-узловую топологию, что позволяет моделировать инженерные сети. Линейно-узловое представление (векторно-топологическое представление) – разновидность векторного представления линейных и полигональных пространственных объектов, описывающего не только их геометрию, но и топологические отношения между полигонами, дугами и узлами.

Система Zulu позволяет создавать классифицируемые объекты, имеющие несколько режимов (состояний), каждое из которых (состояний) имеет свой стиль отображения на карте (схеме). При этом ввод сетей производится с автоматическим кодированием топологии. Нарисованная на экране сеть сразу готова для топологического анализа (информация о связях между объектами заносится автоматически).

В системе предусмотрены средства редактирования инженерных сетей, включающие возможность создания объектов инженерной сети, нанесения сети на карту, а также контроля действий пользователя при определении компонентов сети или изменении ее конфигурации.

- Построение расчетной модели тепловой сети.

При работе в геоинформационной системе сеть достаточно просто и быстро заноситься с помощью мышки или по координатам. При этом сразу формируется расчетная модель. Остается лишь задать расчетные параметры объектов и нажать кнопку выполнения расчета.

Часть 3.2. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения с полным топологическим описанием связности объектов.

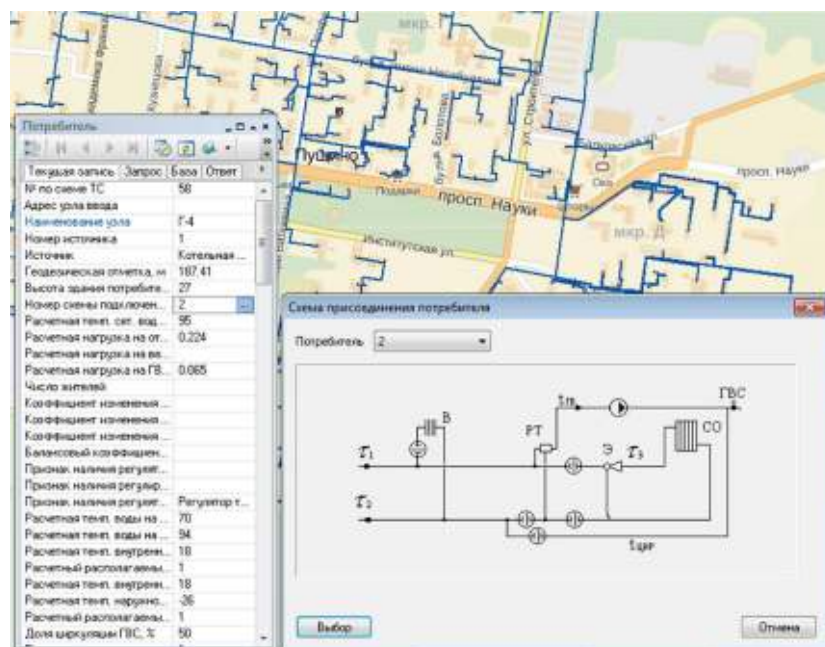
Электронная модель системы теплоснабжения поселения содержит графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения с полным топологическим описанием связности объектов.

В электронной модели система теплоснабжения представлена следующими основными объектами: источник, участок, потребитель, узлы: центральный тепловой пункт (ЦТП), насосная станция, запорно-регулирующая арматура и другие элементы системы теплоснабжения. Все элементы системы являются узлами, а участки тепловой сети - дугами связанного графа математической модели. Каждый объект математической модели относится к определенному типу и имеет режимы работы, соответствующие его функциональному назначению.

В процессе занесения схемы с помощью специализированного редактора, входящим в ZuluThermo автоматически формируется графическая база данных, в которой содержится информация о координатах, типе и режиме работы каждого объекта, а также с какими узловыми объектами связаны линейные связи (участки сети). Таким образом, создается топологическое описание связности расчетной схемы сети.

Часть 3.3. Паспортизация объектов системы теплоснабжения.

Электронная модель обеспечивает паспортизацию технических характеристик элементов системы теплоснабжения, которая позволяет учитывать индивидуальные технические характеристики реальных объектов при выполнении расчетных задач.



Графическое представление системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения с полным топологическим описанием связности объектов (пример)

Система паспортизации включает описания следующих основных объектов:

- Источник;
- Участок;
- Потребитель;
- Обобщенный потребитель;
- ЦТП;
- Узел;
- Насосная станция;
- Задвижка.

При необходимости элементы базы данных паспорта могут быть заменены, убраны, добавлены и перегруппированы.

Часть 3.4. Паспортизацию и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное.

Электронная модель обеспечивает паспортизацию технических характеристик элементов территориального деления, включая административное, в том числе:

- создание базы данных по существующим и перспективным объектам капитального строительства с указанием технических характеристик (площадь, год постройки, этажность, количество жителей и т.д);
- выборку объектов капитального строительства по заданным условиям (входящих в заданный квартал и/или выборка по году постройки и/или по виду ОКС и т.д).

Часть 3.5. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть.

Расчетный блок электронной модели включает различного рода теплогидравлические расчеты тепловых сетей:

- наладочный расчет тепловой сети;
- поверочный расчет тепловой сети;
- конструкторский расчет тепловой сети.

В алгоритме расчетов лежат следующие основные зависимости

Определение расчетных расходов теплоносителя

Расчетный расход сетевой воды на систему отопления (СО), присоединенную по зависимой схеме, определяется по формуле:

$$G_{c.p.} = \frac{Q_{o.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.p.} - \tau_{2.p.})}, \text{ т/ч}$$

где Q_{op} - расчетная нагрузка на систему отопления, Гкал/ч;

τ_{1p} - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления,

τ_{2p} - температура воды в обратном трубопроводе системы отопления при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые сети (количество колец в сети неограниченно), а также двух, трех, четырехтрубные или многотрубные системы теплоснабжения, в том числе с

повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Программа предусматривает выполнение теплогидравлического расчета системы централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам. Используются 32 схемных решения подключения потребителей, а также 29 схем присоединения ЦТП.

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.

3.5.1. Наладочный расчет тепловой сети.

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

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

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками.

Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

3.5.2. Поверочный расчет тепловой сети.

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

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе в

аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

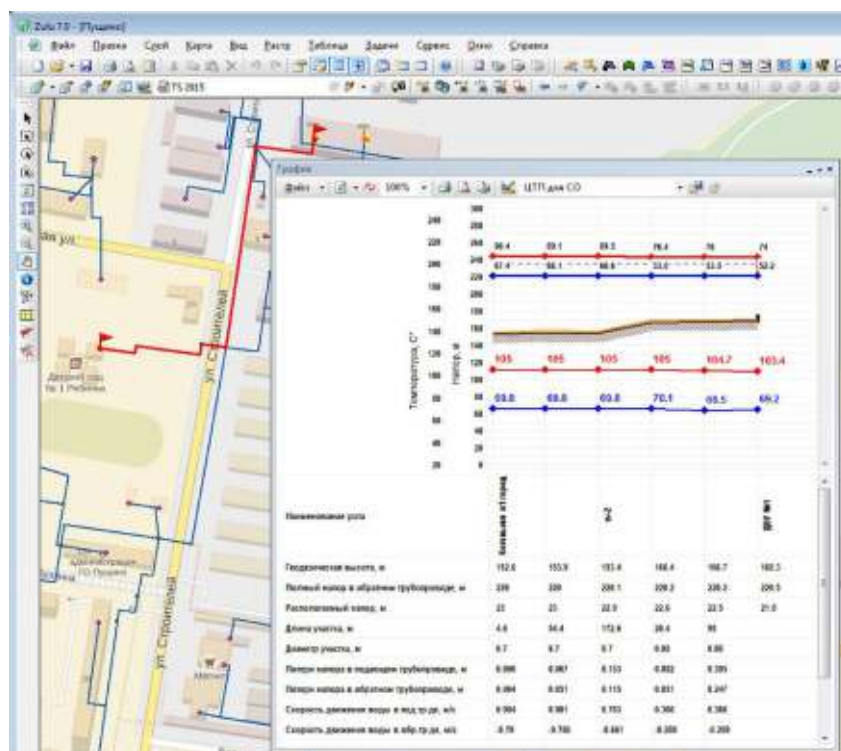
В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе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

3.5.3. Конструкторский расчет тепловой сети.

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

Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например, тепловая камера. Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность изменения скорости движения воды по участкам тепловой сети, что приводит к изменению диаметров трубопровода, а значит и располагаемого напора в точке подключения.

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



Результат гидравлического расчёта сетей теплоснабжения с построением пьезометрического графика (пример)

Часть 3.6. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Моделирование переключений, выполняемых в тепловых сетях, осуществляется решением коммутационных задач, в результате решения которых возможно проведение анализа изменения режимов работы тепловых сетей из-за отключения задвижек или участков сети. В результате решения этих задач определяются объекты, попавшие под отключение. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет.

Суммируются объемы воды во всех попавших под отключение участков тепловой сети в подающем, обратном трубопроводе и объем воды внутренних систем теплопотребления.

По каждому потребителю суммируются расчетные нагрузки:

- на отопление;
- на вентиляцию;
- на ГВС.

Запуск расчета.

Запуск решения коммутационных задач осуществляется командой из главного меню «Задачи/Коммутационные задачи».

Далее проводится анализ переключений или поиск в слое-подложке. «Анализ переключений».

При анализе переключений определяются объекты, которые попадают под отключения и включает в себя:

- вывод информации по отключенным объектам сети;
- расчет объемов внутренних систем теплопотребления и нагрузок на системы теплопотребления при данных изменениях в сети;
- отображение результатов расчета на карте в виде тематической раскраски;
- вывод табличных данных в отчет, с последующей возможностью их печати, экспорта в формат MS Excel или HTML.

Запуск анализа переключений.

Запуск анализа переключений выполняется в следующем порядке:

Запускается решение «Коммутационных задач».

Выполняется выбор «Анализа переключений».

Выполняется вызов диалога настроек программы.

Выполняется выбор на карте запорного устройства (участка), для которого производится отключение. Выбранный объект добавляется в список переключаемых объектов сети. После выбора на карте автоматически отобразится в виде раскраски расчетная зона отключенных участков сети.

Выполняется выбор необходимого вида переключения.

Виды переключений:

«Включить» - режим объекта устанавливается на «Включен»;

«Выключить» - режим объекта устанавливается на «Выключен»;

«Изолировать от источника» - режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся изолирующая объект от источника запорная арматура.

«Отключить от источника» - режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся отключающая объект от источника запорная арматура.

Выполняется запуск («Выполнить») расчета коммутационной задачи. В результате выполнения задачи появится браузер «Просмотр результата», содержащий табличные данные результатов расчета. Вкладки браузера содержат таблицы попавших под отключение объектов сети и итоговые значения результатов расчета.

Работа со списком объектов

В список объектов добавляются объекты, выбираемые из активного слоя карты в следующем порядке:

На карте выделяется запорное устройство (участок), для которого будет производиться отключение.

Объект добавляется в список. При передвижении по списку, на карте автоматически выделяется соответствующий объект. Если объект не попадает в видимую область карты, то вид устанавливается таким образом, чтобы объект оказался в центре карты.

При выбранной вкладке «Анализ переключений» просматривается и распечатывается отчет по списку объектов. Поля для подготовки отчета выбираются из настроек соответствующего типа объекта сети.

Просмотр результатов расчета.

Вывод результатов анализа переключений осуществляется в окно, вкладки которого содержат таблицы попавших под отключение объектов сети и итоговые значения результатов расчета.

Окно «Просмотр результата» содержит табличные данные результатов расчета, а также таблицы попавших под отключения объектов. При выделении записи в таблице, на карте автоматически выделяется соответствующий объект.

Часть 3.7. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии.

Тепловая нагрузка по зонам действия источников тепловой энергии определяется в соответствии с данными, занесенными в электронную модель, именно потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха может быть основано на анализе тепловых нагрузок потребителей, установленных в договорах теплоснабжения, договорах на поддержание резервной мощности, в долгосрочных договорах теплоснабжения, цена которых определяется по соглашению сторон, и долгосрочных договорах теплоснабжения, в отношении которых установлен долгосрочный тариф, с разбивкой тепловых нагрузок на максимальное потребление тепловой энергии на отопление, вентиляцию, кондиционирование, горячее водоснабжение и технологические нужды.

В базу данных электронной модели заносится информация по установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии.

Указанные выше данные заносятся в электронную модель для существующего положения (1-й слой) и на перспективу до расчетного срока (2-й слой).

Для определения балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки по зонам действия источников тепловой энергии выполняется следующая последовательность действий:

В электронной модели выделяется источник тепловой энергии.

С помощью опции «Найти связанные» меню «Карта» вкладка «Топология» выделяются все подключенные к источнику тепловые сети и потребители.

С помощью опции «Добавить в группу» (правая клавиша манипулятора) выделенные объекты тепловой сети объединяются в группу.

С помощью опции «Информация» производится запрос по группе потребителей:

Сумма «Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч»;

Сумма «Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч»;

Сумма «Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч».

В результате запроса определяется суммарная подключенная тепловая нагрузка к источнику тепловой энергии.

Результаты запроса заносятся в базу данных источника в соответствующие поля:

«Текущая нагрузка на отопление, Гкал/час»;

«Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/час»;

«Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/час».

Аналогично запросами обрабатываются результаты наладочного расчета тепловой сети от выделенного источника. Если расчет выполнялся с включенными опциями «С учетом утечек» и «С учетом тепловых потерь», то в поле «Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/час» базы данных источника автоматически заносятся результаты расчета тепловых потерь.

После проведения описанных выше операций с электронной моделью для всех источников тепловой энергии формируется запрос к базе данных источников на выборку следующих данных:

- Наименование источника;
- Установленная мощность;
- Располагаемая мощность;
- Располагаемая мощность «нетто»;
- Текущая нагрузка на отопление;
- Текущая нагрузка на вентиляцию;
- Текущая нагрузка на ГВС;
- Тепловые потери в тепловых сетях.

При необходимости результаты обработки запроса могут быть выгружены во внешние таблицы типа *.xls.

По каждому источнику определяется резерв (дефицит) располагаемой тепловой мощности «нетто» и присоединенной тепловой нагрузки с учетом тепловых потерь.

Часть 3.8. 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.

Определение нормируемых эксплуатационных часовых тепловых потерь производится на основании данных о конструктивных характеристиках всех участков тепловой сети (типе прокладки, виде тепловой изоляции, диаметре и длине трубопроводов и т.п.) при среднегодовых условиях работы тепловой сети исходя из норм тепловых потерь. Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) для участков тепловых сетей вводимых в эксплуатацию, или запроектированных до 1988 года, а также для участков тепловых сетей

вводимых в эксплуатацию после монтажа, а также реконструкции или капитального ремонта, при которых производились работы по замене тепловой изоляции после 1988 года принимаются по специальным таблицам.

Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети по нормам тепловых потерь осуществляется отдельно для подземной и надземной прокладок по формулам:

- для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм.}}^{\text{ср.г.}} = \sum (q_{\text{норм.}} \cdot L \cdot \beta),$$

- для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм.п.}}^{\text{ср.г.}} = \sum (q_{\text{норм.п.}} \cdot L \cdot \beta), \text{ Ккал/ч}$$

$$Q_{\text{норм.о.}}^{\text{ср.г.}} = \sum (q_{\text{норм.о.}} \cdot L \cdot \beta), \text{ Ккал/ч}$$

$q_{\text{норм.}}$, $q_{\text{норм.п.}}$, $q_{\text{норм.о.}}$ – удельные (на один метр длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, ккал/(м*ч);

L – длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром d_n в двухтрубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м;

β – коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматурой, компенсаторами, опорами. Принимается для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2 при диаметрах трубопроводов до 0,15 м и 1,15 при диаметрах 0,15 м и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки.

Значения удельных часовых тепловых потерь принимаются по нормам тепловых потерь для тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена в соответствии с нормативными требованиями, или по нормам тепловых потерь (нормы плотности теплового потока) для тепловых сетей с тепловой изоляцией.

Значения удельных часовых тепловых потерь при среднегодовой разности температур сетевой воды и окружающей среды (грунта или воздуха), отличающейся от значений, приведенных в нормах, определяются путем линейной интерполяции или экстраполяции.

Интерполируется среднегодовая температура воды в соответствующем трубопроводе тепловой сети или на разность среднегодовых температур воды и грунта для данной тепловой сети (или на разность среднегодовых температур воды в соответствующих линиях и окружающего воздуха для данной тепловой сети).

Среднегодовая температура окружающей среды определяется на основании средних за год температур наружного воздуха и грунта на уровне заложения трубопроводов, принимаемых по климатологическим справочникам или по данным метеорологической станции. Среднегодовые температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети находятся как среднеарифметические из среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь период работы сети в течение года. Среднемесячные температуры воды определяются по утвержденному эксплуатационному температурному графику при среднемесячной температуре наружного воздуха.

Определение часовых тепловых потерь тепловыми сетями, теплоизоляционные конструкции которых выполнены в соответствии с нормами, принципиально не отличается от вышеприведенного. В то же время необходимо учитывать следующее:

- нормы приведены раздельно для тепловых сетей с числом часов работы в год более 5000, а также 5000 и менее;
- для подземной прокладки тепловых сетей нормы приведены раздельно для канальной и бесканальной прокладок;
- нормы приведены для абсолютных значений среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, а не для разности среднегодовых температур сетевой воды и окружающей среды;
- удельные тепловые потери для участков подземной канальной и бесканальной прокладок для каждого диаметра трубопровода находятся путем суммирования тепловых потерь, определенных по нормам раздельно для подающего и обратного трубопроводов.

Среднегодовое значение температуры сетевой воды определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры воды по принятому температурному графику регулирования отпуска теплоты, со соответствующих ожидаемым значениям температуры наружного воздуха за весь период работы тепловой сети в течение года.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха и грунта определяются как средние значения из соответствующих статистических климатологических значений за последние 5 лет по данным местной метеорологической станции или по климатологическим справочникам.

Среднегодовое значение температуры грунта определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры грунта на глубине залегания трубопроводов.

Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь. Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

Часть 3.9. Расчет показателей надежности теплоснабжения

Цель расчета - количественная оценка надежности теплоснабжения потребителей в ТС систем централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемой надежности для каждого потребителя.

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.

Часть 3.10. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения.

В электронной модели группа объектов используется в различных режимах и операциях. Группа объектов формируется только в активном слое и отображается заданным цветом.

При изменении параметров группы выполняются операции по редактированию и преобразованию слоя.

В электронной модели реализована возможность проверить топологическую связанность элементов для рассматриваемых узлов. Проверяется связанность элементов сети.

Часть 3.11. 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). График изображает линии изменения давления в узлах сети по выбранному маршруту, например, от источника до одного из потребителей.

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.

Пьезометрический график строится по указанному пути. Путь указывается автоматически, достаточно определить его начальный и конечный узлы. Если путей от одного узла до другого может быть несколько, то по умолчанию путь выбирается самый короткий, в том случае если исследуется другой путь, то указываются промежуточные узлы.

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

Порядок построения пьезометрического графика

Порядок построения пьезометрического графика, следующий:

Активируется слой, содержащий тепловую сеть.

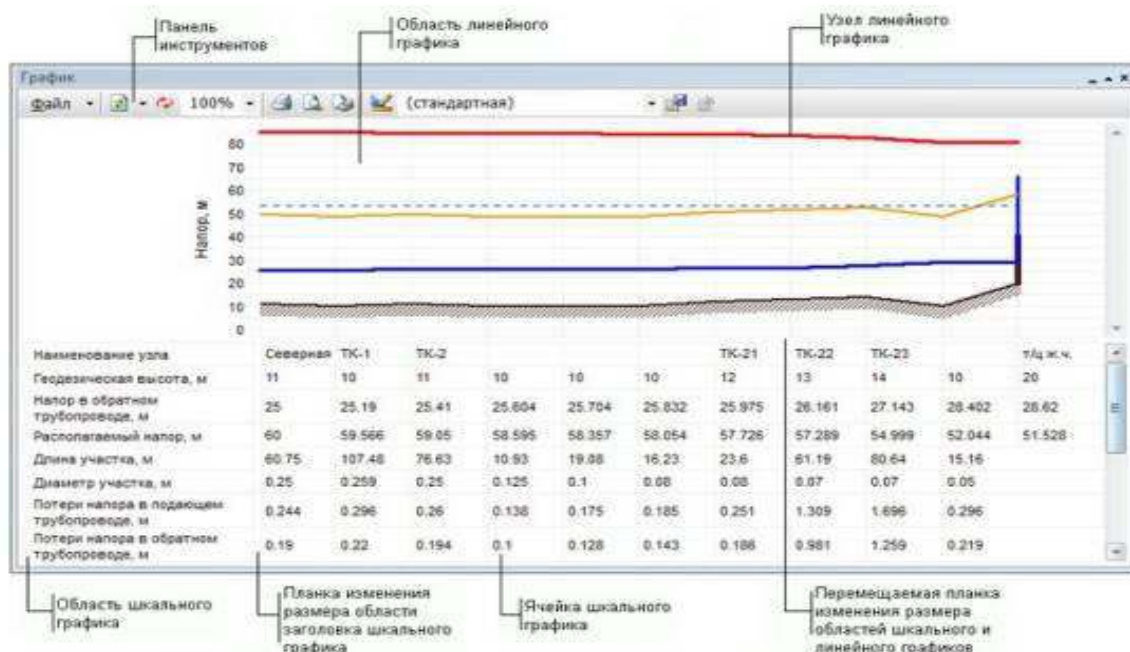
Выбирается режим установки флагов.

Выбирается начальный (например: источник) и конечный объект (например, проблемный потребитель) системы теплоснабжения.

В контекстном меню активируется команда «Найти путь». Выбранный маршрут для построения графика выделяется красным цветом.

В меню «Задачи» активируется команда «Пьезометрический график».

В результате выполнения команды в окно «График» выводятся результаты расчета пьезометрического графика для исследуемого участка сети в графическом и табличном виде.



Пример пьезометрического графика

На пьезометрическом графике отображаются (см. рис. выше):

- линия давления в подающем трубопроводе красным цветом;
- линия давления в обратном трубопроводе синим цветом;
- линия поверхности земли пунктиром;
- линия статического напора голубым пунктиром;
- линия давления вскипания оранжевым цветом.

Совмещение пьезометрических графиков выполняется в следующем порядке:

- Выполняется построение первого пьезографика.
- Выбирается новый путь для построения второго графика.
- В окне «График» в основном меню выбирается команда «Добавить», после чего новый график совмещается с предыдущим. При этом первый график прорисовывается более тусклым цветом, а второй график более ярким.

Настройка масштабирования графика выполняется путем установки курсора на заголовке окна «График». При этом масштабирование может выполняться вручную, автоматически по оси X и Y или равномерными отсчетами. При масштабировании графика выбирается способ определения длины участка: по масштабу с карты или по значению, записанному в поле базы данных по участкам сети.

При ручном масштабировании графика устанавливается маркер на строке «Соблюдать масштаб» и в правом поле вводится требуемый масштаб. Параметры отображения фона и сетки графика задаются установкой курсора в подменю «Фон и сетка».


Часть 3.12 Анализ гидравлических режимов СЦТ Кунашакского СП.

3.12.1 Общие положения.

Электронная модель (ЭМ) Кунашакского СП сформирована на базе геоинформационной системы «Zulu-8» (ГИС «Zulu-8»).

Файлы ЭМ находятся в папке **«Модель-Кун МР»**.

Для просмотра ЭМ необходимо:

- запустить демоверсию ГИС «Zulu»;
- выполнить команду Файл-Открыть нажатием левой кнопки мыши;
- выбрать папку **«Модель-Кун МР»**;
- запустить двойным нажатием левой кнопки мыши файл карты **«Кунаш. СП-теплоснабж...»**.  На экране отобразится ЭМ системы теплоснабжения Кунашакского СП.

Для просмотра ЭМ достаточно установить демоверсию ГИС «Zulu 8», которая позволяет использовать разработанную электронную модель, в том числе:

- получать информацию по запросам, например: протяжённость сетей диаметром 100мм, или расчётная тепловая нагрузка МКД;
- просматривать топологию сетей;
- знакомиться с результатами гидравлических расчётов.

Демо-версию ГИС «Zulu» можно бесплатно скачать с сайта ООО«Политерм» <https://www.politerm.com/> и установить на неограниченное количество АРМ.

Для изменения ЭМ и расчётов необходимо приобрести соответствующие программные модули.

Копии лицензий ГИС «Zulu-8» и ПРК «Zulu Thermo» (поверочный модуль) представлена в приложении 3.

Выводы, приведённые в части 3.12, носят предварительный, оценочный характер. Для уточнения необходимо выполнить инструментальные замеры фактических расходов теплоносителя на участках сети и перепадов давления в контрольных точках (врезках), затем сравнить полученные значения с результатами поверочного гидравлического расчёта, и выполнить калибровку (откорректировать параметры) ЭМ.

Поверочный гидравлический расчёт откалиброванной ЭМ позволяет сделать довольно точные выводы по гидравлическому и тепловому режиму работы системы теплоснабжения. Наладочный гидравлический расчёт калиброванной ЭМ позволяет определить параметры и точки установки дросселирующих устройств (шайб).

3.12.2 Поверочный гидравлический расчёт.

«Сканы» («скрин-шоты») результатов поверочного гидравлического расчёта по каждой СЦТ поселения представлены на рисунках 23-26.

Перечень источников тепловой энергии СЦТ поселения и результаты поверочного гидравлического расчёта приведены в таблице 59.

Перечень потребителей СЦТ поселения и результаты поверочного гидравлического расчёта приведены в таблице 60.

Перечень участков сетей теплоснабжения СЦТ поселения и результаты поверочного гидравлического расчёта приведены в таблице 61.

Схемы сетей теплоснабжения приведены на рисунках 4-7.

Пьезометрические графики приведены на рисунках 9-16.

Поверочный гидравлический расчёт выполнен при следующих параметрах:

- расчётная температура наружного воздуха для проектирования - минус 32°C (из СП 131.13330.2020 «Строительная климатология»);
- средняя температура наружного воздуха в отопительный период – минус 6,6°C (из СП 131.13330.2020 «Строительная климатология»);
- среднегодовая температура грунта – плюс 2°C;
- среднегодовая температура в подвалах – плюс 5,0°C;
- коэффициент нагрузки отопления – 1,0 (расчётная тепловая нагрузка вероятнее всего выше фактической тепловой нагрузки);
- температура холодной воды – плюс 5°C;
- нормы тепловых потерь теплопроводами – Россия, с 1998 по 2003гг.;
- поправочный коэффициент на нормы тепловых потерь теплопроводами – 1,2;
- шероховатость трубопроводов - 1мм;
- зарастание трубопроводов – 1 мм;
- коэффициент местного сопротивления трубопроводов – 1,1.

Выводы:

- Из таблицы 60 видно, что системы теплоснабжения разбалансированы. В таблице 60 «потребители» синим цветом выделены те объекты, которые испытывают дефицит тепловой энергии, а красным – потребители, у которых наблюдается «перетоп».
- Из таблицы 61 видно, что скорость движения теплоносителя в отдельных трубопроводах значительно отличается от оптимальных значений. Причины: завышены или занижены диаметры трубопроводов; не оптимизирован гидравлический режим (не выполнена наладка сетей). В таблице 61 «участки» синим цветом выделены те участки, скорость движения теплоносителя через которые менее 0,3м/с, а красным – участки, скорость движения теплоносителя через которые выше 2,0м/с.
- По СЦТ «мкр. №1»: в таблице 59-61 приведены результаты поверочного расчёта без учёта установленных калибровочных шайб.
- По СЦТ «мкр. №2»: в таблицах 59-61 приведены результаты поверочного расчёта без учёта установленных калибровочных шайб.
- По СЦТ «мкр. Совхозный»: Расход теплоносителя через систему завышен практически в 1,4раза. При соблюдении температурного графика фактическая тепловая нагрузка будет выше договорной на 9% из-за перетопа большинства зданий. Необходимо, оптимизировать гидравлический режим сети (снизить напор) выполнить «калибровку» ЭМ, наладочный расчёт и гидравлическую наладку сетей.
- По СЦТ «Лесной»: Расход теплоносителя через систему завышен практически в 1,5раза. При соблюдении температурного графика фактическая тепловая нагрузка будет выше договорной на 10% из-за перетопа большинства зданий. Необходимо, оптимизировать гидравлический режим сети (снизить напор) выполнить «калибровку» ЭМ, наладочный расчёт и гидравлическую наладку сетей.

В основу проектов по реконструкции и строительству теплосетей, а также дефектных ведомостей по техническому перевооружению теплосетей должны быть заложены результаты соответствующих гидравлических расчётов «откалиброванной» ЭМ систем теплоснабжения.

Источник ID=119 "мкр. №1":

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	3.297, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	2.896, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.22286, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.13419, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.01411, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.01299, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	0.01607, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	441.383, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	440.870, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.513, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	441.224, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.15842, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.15842, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	0.19622, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	77.480, м
Давление в обратном трубопроводе	33.480, м
Располагаемый напор	44.000, м
Температура в подающем трубопроводе	95.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	87.627, °C
Суммарные затраты на тепловую энергию	0.000 руб/час
Затраты на тепловые потери в трубопроводах	0.000 руб/час

Рисунок 23 «Скан» результатов поверочного гидравлического расчёта по СЦТ «мкр. №1».

Источник ID=927 "мкр. №2":

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	4.614, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	4.307, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.17754, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.08649, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.00979, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.00895, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	0.02396, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	640.894, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	640.385, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.510, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	640.785, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.10944, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.10944, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	0.29084, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	65.090, м
Давление в обратном трубопроводе	25.090, м
Располагаемый напор	40.000, м
Температура в подающем трубопроводе	95.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	87.867, °C
Суммарные затраты на тепловую энергию	0.000 руб/час
Затраты на тепловые потери в трубопроводах	0.000 руб/час

Рисунок 24 «Скан» результатов поверочного гидравлического расчёта по СЦТ «мкр. №2».

Источник ID=522 "мкр. Совхозный":

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	0.788, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	0.702, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.04037, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.03950, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.00091, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.00083, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	0.00389, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	97.722, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	97.654, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.068, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	97.712, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.01016, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.01016, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	0.04763, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	48.710, м
Давление в обратном трубопроводе	21.710, м
Располагаемый напор	27.000, м
Температура в подающем трубопроводе	95.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	86.996, °C
Суммарные затраты на тепловую энергию	0.000 руб/час
Затраты на тепловые потери в трубопроводах	0.000 руб/час

Рисунок 25 «Скан» результатов поверочного гидравлического расчёта по ЦТ «мкр. Совхозный».

Источник ID=639 "Лесной":

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	0.693, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	0.605, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.05666, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.02427, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.00198, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.00183, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	0.00340, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	99.812, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	99.727, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.085, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	99.790, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.02211, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.02211, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	0.04072, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	42.340, м
Давление в обратном трубопроводе	18.340, м
Располагаемый напор	24.000, м
Температура в подающем трубопроводе	95.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	88.126, °C
Суммарные затраты на тепловую энергию	0.000 руб/час
Затраты на тепловые потери в трубопроводах	0.000 руб/час

Рисунок 26 «Скан» результатов поверочного гидравлического расчёта по ЦТ «Лесной».

Таблица 59 Результаты гидравлического расчёта (Источник) по СЦТ Кунашакского СП.

Наименование источника	Текущая температура воды в подающем тру-де, °С	Текущая температура наружного воздуха, °С	Установленная тепловая мощность, Гкал	Текущий располагаг. напор на выходе из источника, м	Среднегодовая температура воды в под. тр-де, °С	Среднегодовая температура воды в обр. тр-де, °С	Среднегодовая температура грунта, °С	Среднегодовая температура наружного воздуха, °С	Текущая нагрузка на отопление, Гкал/ч	Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Температура на выходе из источника, °С	Текущая температура воды в обратном тр-де, °С	Суммарный расход сетевой воды в под.тр., т/ч	Расход воды на утечку из сис.теплотреб., т/ч	Расход воды на подпитку, т/ч	Расход сетевой воды на утечку из под.тр., т/ч	Расход сетевой воды на утечку из обр.тр., т/ч	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч
Котельная СЦТ "мкр. №1"	95,00	-32,00	8,00	44,00	61,00	49,00	2,80	2,80	2,90	0,00	0,00	3,30	95,00	87,64	442,19	0,20	0,51	0,16	0,16	0,36
Котельная СЦТ "мкр. №2"	95,00	-32,00	8,00	40,00	61,00	49,00	2,80	2,80	4,31	0,00	0,00	4,61	95,00	87,87	640,89	0,29	0,51	0,11	0,11	0,26
Котельная СЦТ "мкр. Совхозный"	95,00	-32,00	1,31	27,00	59,00	49,00	2,80	2,80	0,70	0,00	0,00	0,79	95,00	87,00	97,72	0,05	0,07	0,01	0,01	0,08
Котельная СЦТ "Лесной"	95,00	-32,00	1,38	24,00	59,00	49,00	2,80	2,80	0,61	0,00	0,00	0,69	95,00	88,13	99,81	0,04	0,08	0,02	0,02	0,08

Таблица 60 Перечень потребителей и результаты гидравлического расчёта СЦТ Кунашакского СП.

Адрес узла ввода	Наименование узла	Категория потребителя	Расчетная темп. сет. воды на входе в потреб., °С	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная темп. воды на выходе из СО, °С	Расчетная темп. воды на входе в СО, °С	Расчетная темп. внутреннего воздуха для СО, °С	Температура сетевой воды в под. тр-де, °С	Температура сетевой воды в обр. тр-де, °С	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Относительный расход воды на СО	Относительное количество теплоты на СО	Температура воды на входе в СО, °С	Температура воды на выходе из СО, °С	Температура внутреннего воздуха СО, °С	Суммарный расход сетевой воды, т/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/час	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Путь, пройденный от источника, м	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности
Котельная СЦТ "мкр. №1"																					
Октябрьская 5	Октябрьская 5	МКД	90	0,0484	70	90	20	94,7	90,3	12,313	5,088	1,13	94,7	90,3	26,5	12,3133	0,0545	25,889	531,8	0,9999	0,999
Октябрьская 3	Октябрьская 3	МКД	90	0,0521	70	90	20	94,7	90,3	13,166	5,054	1,13	94,7	90,3	26,5	13,1665	0,0587	25,546	494,9	0,9999	0,999
Октябрьская 1	Октябрьская 1	МКД	90	0,0503	70	90	20	94,8	90,4	12,976	5,16	1,13	94,8	90,4	26,6	12,9765	0,0567	26,622	453,8	0,9999	0,999
Больничная 1Д	Детский сад (Больничная 1Д)	бюджет	90	0,0124	70	90	20	91,7	77	0,882	1,422	1,04	91,7	77	22,3	0,8817	0,0129	2,022	579,9	0,9999	0,999
Коммунистическая 16	Аптека	прочие	90	0,0553	70	90	20	94,3	89,5	12,832	4,641	1,12	94,3	89,5	26,2	12,8322	0,0619	21,538	758,9	0,9999	0,999
Овердгова 21	Овердгова 21	ИЖД	90	0,008	70	90	20	92,3	78,7	0,621	1,553	1,06	92,3	78,7	22,9	0,6213	0,0084	2,413	335,7	0,9999	0,999
Магн "Берёзка"	Магн "Берёзка"	прочие	90	0,003	70	90	20	93,7	81,9	0,274	1,827	1,08	93,7	81,9	24,1	0,274	0,0032	3,336	147,7	0,9999	0,999
Больничная 1	Гараж ЦРБ	бюджет	90	0,0464	70	90	12	93,8	76,6	2,842	1,225	1,05	93,8	76,6	14,3	2,8424	0,0489	1,501	489,7	0,9999	0,999
Больничная 4А	Больничная 4А	ИЖД	90	0,007	70	90	20	93,4	80,1	0,564	1,611	1,07	93,4	80,1	23,5	0,5638	0,0075	2,595	286,3	0,9999	0,999
Пичерская	СТО (Пичерская)	прочие	90	0,0092	70	90	20	86,3	74,8	0,8	1,739	1,01	86,3	74,8	20,3	0,8	0,0092	3,025	468,9	0,9999	0,999
Контрол ККТС	Гараж ККТС	прочие	90	0,0223	70	90	20	93,1	80,6	1,898	1,703	1,07	93,1	80,6	23,6	1,8983	0,0238	2,899	348	0,9999	0,999
Контрол ККТС	Контрол ККТС	прочие	90	0,0262	70	90	20	92,9	80	2,153	1,643	1,06	92,9	80	23,4	2,1527	0,0279	2,7	364,2	0,9999	0,999
Больничная 4	Больничная 4	ИЖД	90	0,0157	70	90	20	93,3	76,7	0,989	1,26	1,05	93,3	76,7	22,6	0,9888	0,0165	1,587	319,6	0,9999	0,999
Больничная 8а	Больничная 8а	ИЖД	90	0,006	70	90	20	92,9	79,5	0,478	1,593	1,06	92,9	79,5	23,2	0,4779	0,0064	2,537	310,4	0,9999	0,999
Больничная 8	Больничная 8	ИЖД	90	0,006	70	90	20	93	79,6	0,478	1,593	1,06	93	79,6	23,3	0,4778	0,0064	2,537	293,3	0,9999	0,999
ГРП	ГРП	промышленный объект	90	0,003	70	90	12	94,6	91,2	0,986	6,572	1,13	94,6	91,2	17,8	0,9858	0,0034	43,193	86,3	0,9999	0,999
Больничная 8А	Больничная 8А	ИЖД	90	0,0087	70	90	20	93,8	80,4	0,692	1,59	1,07	93,8	80,4	23,7	0,6918	0,0093	2,53	227,2	0,9999	0,999
СЭС	СЭС	бюджет	90	0,1014	70	90	18	93,9	67,9	3,931	0,775	1,01	93,9	67,9	18,5	3,9312	0,1023	0,601	379,9	0,9999	0,999
Больничная 1А	Больничная 1А	ИЖД	90	0,0102	70	90	20	88,5	73,1	0,666	1,306	1,01	88,5	73,1	20,4	0,666	0,0103	1,705	661,7	0,9999	0,999
Больничная 1	Пичерск (Больничная 1)	бюджет	90	0,03	70	90	18	93,3	80,1	2,424	1,616	1,07	93,3	80,1	21,4	2,4239	0,032	2,611	505,4	0,9999	0,999
Больничная 1	Хоз. корпус (Больничная 1)	бюджет	90	0,0247	70	90	16	92,7	77,2	1,671	1,353	1,05	92,7	77,2	18,4	1,6707	0,0259	1,83	593,8	0,9999	0,999
Больничная 1	Детское отделение (Больничная 1)	бюджет	90	0,0589	70	90	20	93,4	78,7	4,247	1,442	1,06	93,4	78,7	23,2	4,2473	0,0625	2,08	587,7	0,9999	0,999
Больничная 1	Гинекология (Больничная 1)	бюджет	90	0,022	70	90	20	93	76,6	1,405	1,277	1,05	93	76,6	22,5	1,405	0,0231	1,631	667	0,9999	0,999
Больничная 1	Поликлиника	бюджет	90	0,2932	70	90	20	93,6	62	9,079	0,619	0,98	93,6	62	18,9	9,0788	0,2868	0,384	641,7	0,9999	0,999
Больничная 1	Стационар	бюджет	90	0,2739	70	90	20	93,8	64,3	9,22	0,673	0,99	93,8	64,3	19,5	9,22	0,2713	0,453	597,3	0,9999	0,999

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Адрес узла ввода	Наименование узла	Категория потребителя	Расчетная темп. сет. воды на входе в потреб., °С	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная темп. воды на выходе из СО, °С	Расчетная темп. воды на входе в СО, °С	Расчетная темп. внутреннего воздуха для СО, °С	Температура сетевой воды в под. тр-де, °С	Температура сетевой воды в обр. тр-де, °С	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Относительный расход воды на СО	Относительное количество теплоты на СО	Температура воды на входе в СО, °С	Температура воды на выходе из СО, °С	Температура внутреннего воздуха СО, °С	Суммарный расход сетевой воды, т/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/час	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Путь, пройденный от источника, м	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности
Коммунистическая 2	Коммунистическая 2	ИЖД	90	0,0061	70	90	20	94,4	90,3	1,658	5,437	1,12	94,4	90,3	26,5	1,6584	0,0069	29,564	538,3	0,9999	0,999
Больничная 1	Роддом (Больничная 1)	бюджет	90	0,0306	70	90	20	92,9	78,1	2,186	1,429	1,05	92,9	78,1	22,9	2,1865	0,0323	2,042	643,2	0,9999	0,999
Октябрьская 24	Октябрьская 24	МҚД	90	0,09	70	90	20	94,4	86,5	12,57	2,793	1,11	94,4	86,5	25,5	12,5703	0,0995	7,804	607,7	0,9999	0,999
Октябрьская 11	Октябрьская 11	МҚД	90	0,0155	70	90	20	93,6	89,1	3,778	4,875	1,11	93,6	89,1	25,9	3,7779	0,0173	23,763	692,1	0,9999	0,999
Коммунистическая 6	Кантора РЭС	прочие	90	0,1462	70	90	20	94,5	84,3	15,634	2,139	1,09	94,5	84,3	24,9	15,6339	0,16	4,574	660,9	0,9999	0,999
Октябрьская 7	Октябрьская 7	МҚД	90	0,0487	70	90	20	94,6	90	12,03	4,941	1,12	94,6	90	26,4	12,0304	0,0547	24,41	591,1	0,9999	0,999
Октябрьская 13	Детский сад "Берёзка"	бюджет	90	0,1479	70	90	20	94,3	81,1	12,049	1,629	1,08	94,3	81,1	24	12,0487	0,1594	2,655	638,9	0,9999	0,999
Свердлова 18	Свердлова 18	МҚД	90	0,0846	70	90	20	94,8	91	24,707	5,841	1,13	94,8	91	26,8	24,7068	0,0956	34,115	328,6	0,9999	0,999
Свердлова 17	Свердлова 17	МҚД	90	0,0846	70	90	20	94,9	90,3	20,987	4,961	1,13	94,9	90,3	26,6	20,9868	0,0953	24,616	333	0,9999	0,999
Коммунистическая 12	Типография	прочие	90	0,0856	70	90	20	94,5	89,7	19,955	4,662	1,12	94,5	89,7	26,3	19,9549	0,096	21,738	712,4	0,9999	0,999
Свердлова 20	Свердлова 20	МҚД	90	0,0828	70	90	20	94,7	87,6	13,062	3,155	1,11	94,7	87,6	25,8	13,062	0,0921	9,955	444,1	0,9999	0,999
Свердлова 19	Свердлова 19	МҚД	90	0,079	70	90	20	94,7	88	13,065	3,308	1,11	94,7	88	25,9	13,0647	0,088	10,94	429	0,9999	0,999
Свердлова 9	Свердлова 9	МҚД	90	0,1015	70	90	20	94,8	87	14,504	2,858	1,11	94,8	87	25,7	14,5038	0,1126	8,168	423,2	0,9999	0,999
Октябрьская 16	Октябрьская 16	МҚД	90	0,0782	70	90	20	94,8	87,8	12,432	3,18	1,11	94,8	87,8	25,9	12,432	0,087	10,109	424,2	0,9999	0,999
Октябрьская 18	Октябрьская 18	МҚД	90	0,077	70	90	20	94,6	84,2	8,072	2,097	1,09	94,6	84,2	24,9	8,0715	0,0842	4,395	515,3	0,9999	0,999
Октябрьская 20	Октябрьская 20, 2п	МҚД	90	0,0449	70	90	20	94,3	83,7	4,614	2,055	1,09	94,3	83,7	24,7	4,6135	0,049	4,223	584,4	0,9999	0,999
Октябрьская 20	Октябрьская 20, 1п	МҚД	90	0,0449	70	90	20	94,6	84,2	4,726	2,105	1,09	94,6	84,2	24,9	4,7256	0,0491	4,431	557,1	0,9999	0,999
Октябрьская 22	Октябрьская 22	МҚД	90	0,0911	70	90	20	94,6	79,8	6,592	1,447	1,07	94,6	79,8	23,7	6,5921	0,0977	2,094	556,8	0,9999	0,999
Октябрьская 9	Октябрьская 9	МҚД	90	0,0492	70	90	20	94,3	88,8	9,823	3,993	1,12	94,3	88,8	26	9,823	0,0549	15,945	651	0,9999	0,999
Октябрьская 7а	Октябрьская 7а (Магн)	прочие	90	0,0099	70	90	20	94,5	90,3	2,653	5,361	1,12	94,5	90,3	26,5	2,6535	0,0111	28,736	558,3	0,9999	0,999
Свердлова 26	Свердлова 26	ИЖД	90	0,0073	70	90	20	91,6	79,6	0,641	1,755	1,06	91,6	79,6	22,9	0,6406	0,0077	3,08	360,3	0,9999	0,999
Свердлова 24	Свердлова 24	ИЖД	90	0,0081	70	90	20	92,5	80,3	0,712	1,757	1,06	92,5	80,3	23,3	0,7116	0,0086	3,087	328,9	0,9999	0,999
Октябрьская 16	ГН (Октябрьская 16)	бюджет	90	0,0082	70	90	18	84	80,3	2,309	5,632	1,02	84	80,3	19,1	2,3093	0,0084	31,724	916,2	0,9999	0,999
Котельная СЦТ "мкр. №2"																					
Пионерская 67	Пионерская 67	МҚД	90	0,065	70	90	20	94,8	90,3	16,221	4,991	1,13	94,8	90,3	26,6	16,2213	0,0732	24,912	258,7	0,9999	0,999
Победы 18	Победы 18	МҚД	90	0,141	70	90	20	94,9	88,6	24,97	3,542	1,12	94,9	88,6	26,1	24,9697	0,1576	12,544	267,5	0,9999	0,999
Гараж РОВД	Гараж РОВД (Коммунистическая 7)	бюджет	90	0,028	70	90	12	94	82,9	2,732	1,951	1,09	94	82,9	15,8	2,7318	0,0304	3,808	703,1	0,9999	0,999
Ленина 107а	Управл. суд. департ. (Ленина 107а)	бюджет	90	0,042	70	90	18	94,9	89,8	9,342	4,449	1,12	94,9	89,8	24,2	9,3425	0,0472	19,792	335,9	0,9999	0,999
Ключевая 29	Ключевая 29	МҚД	90	0,07132	70	90	20	94,7	88,4	12,507	3,507	1,12	94,7	88,4	26	12,5069	0,0796	12,301	557,2	0,9999	0,999
Ключевая 1	Ключевая 1	МҚД	90	0,0731	70	90	20	94,7	87,3	10,933	2,991	1,11	94,7	87,3	25,7	10,9332	0,0812	8,948	570,8	0,9999	0,999
Коммунистическая 15	Детсад Теремок (Коммунистическая 15)	бюджет	90	0,209383	70	90	20	94,8	86,2	27,056	2,584	1,11	94,8	86,2	25,5	27,0563	0,2315	6,679	462,3	0,9999	0,999
Ленина 103	Ленина 103 (районная администрация)	бюджет	90	0,111	70	90	18	94,8	87	15,809	2,848	1,11	94,8	87	23,5	15,8091	0,1232	8,114	445,1	0,9999	0,999
Ленина 105	Ленина 105 (Драмкультуры)	бюджет	90	0,076	70	90	18	94,8	88,7	13,916	3,662	1,12	94,8	88,7	23,9	13,9163	0,085	13,412	438,8	0,9999	0,999
Победы 19А	Победы 19А (магазин)	прочие	90	0,015	70	90	16	94,8	90	3,503	4,67	1,13	94,8	90	22	3,5028	0,0169	21,813	305	0,9999	0,999
Ленина 105А	Ленина 105А (Муз. школа)	бюджет	90	0,026	70	90	20	94,5	87	3,818	2,937	1,11	94,5	87	25,6	3,8183	0,0288	8,627	430,1	0,9999	0,999
Ленина 99А		прочие	90	0,005168	70	90	12	93,9	87,7	0,914	3,538	1,11	93,9	87,7	16,9	0,9143	0,0057	12,518	630,8	0,9999	0,999
Ленина 115	Ленина 115	МҚД	90	0,14	70	90	20	94,9	89,6	29,733	4,248	1,12	94,9	89,6	26,4	29,7326	0,1573	18,041	137,1	0,9999	0,999
Победы 27	Победы 27	ИЖД	90	0,009	70	90	20	93,1	87,6	1,804	4,01	1,1	93,1	87,6	25,4	1,8043	0,0099	16,076	451,9	0,9999	0,999
Победы 25	Победы 25	ИЖД	90	0,005	70	90	20	93,5	88,1	1,013	4,052	1,11	93,5	88,1	25,6	1,013	0,0055	16,418	418,2	0,9999	0,999
Победы 22	Победы 22	МҚД	90	0,141	70	90	20	94,9	89,3	28,352	4,022	1,12	94,9	89,3	26,3	28,3521	0,1581	16,173	178,4	0,9999	0,999
Пионерская 45	Пионерская 45	МҚД	90	0,121	70	90	20	94,8	87,4	18,138	2,998	1,11	94,8	87,4	25,8	18,1382	0,1345	8,988	186,4	0,9999	0,999
Ленина 103	Гараж администрации (Ленина 103)	бюджет	90	0,035	70	90	12	94,7	89,2	7,073	4,041	1,12	94,7	89,2	17,4	7,0725	0,0393	16,333	437,3	0,9999	0,999

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Адрес узла ввода	Наименование узла	Категория потребителя	Расчетная темп. сет. воды на входе в потреб., °С	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная темп. воды на выходе из СО, °С	Расчетная темп. воды на входе в СО, °С	Расчетная темп. внутреннего воздуха для СО, °С	Температура сетевой воды в под. тр-де, °С	Температура сетевой воды в обр. тр-де, °С	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Относительный расход воды на СО	Относительное количество теплоты на СО	Температура воды на входе в СО, °С	Температура воды на выходе из СО, °С	Температура внутреннего воздуха СО, °С	Суммарный расход сетевой воды, т/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/час	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Путь, пройденный от источника, м	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности
Победы 21	Победы 21	бюджет	90	0,008	70	90	20	94,3	88,9	1,656	4,139	1,12	94,3	88,9	26,1	1,6557	0,0089	17,134	373,4	0,9999	0,999
Победы 21а	Победы 21а (магазин)	прочие	90	0,01	70	90	16	94,5	89,3	2,152	4,304	1,12	94,5	89,3	21,8	2,1522	0,0112	18,528	345,8	0,9999	0,999
Ленина 109	Ленина 109 (Гаракмуз. школы)	бюджет	90	0,039	70	90	12	94,7	87,3	5,883	3,017	1,11	94,7	87,3	17	5,8832	0,0434	9,102	409	0,9999	0,999
Ленина 80	Мн "Матиг" (Ленина 80)	прочие	90	0,121585	70	90	16	94,3	84,1	12,923	2,126	1,09	94,3	84,1	20,5	12,9228	0,1329	4,519	726,9	0,9999	0,999
Ленина 86	Мн "КБ" (Ленина 86)	прочие	90	0,1	70	90	16	94,6	85,9	12,636	2,527	1,1	94,6	85,9	21	12,6357	0,1104	6,386	577,6	0,9999	0,999
Коммунистическая 28	РОВД (Коммунистическая 28)	бюджет	90	0,00167	70	90	18	91	85,3	0,315	3,77	1,08	91	85,3	22,1	0,3148	0,0018	14,223	542,4	0,9999	0,999
Писнерская 12	Соц. защита (Писнерская 12)	бюджет	90	0,019782	70	90	18	94	86,1	2,749	2,779	1,1	94	86,1	23,1	2,749	0,0218	7,725	611,6	0,9999	0,999
Писнерская 65	Писнерская 65	МҚД	90	0,092	70	90	20	94,9	89,4	18,64	4,052	1,12	94,9	89,4	26,4	18,6403	0,1033	16,421	49	0,9999	0,999
Гарак ЧОКЭ	Гарак ЧОКЭ	прочие	90	0,013	70	90	12	94,7	89,8	2,979	4,583	1,13	94,7	89,8	17,5	2,9791	0,0146	21,006	129,8	0,9999	0,999
Писнерская 69	Писнерская 69	МҚД	90	0,113	70	90	20	94,9	89,9	25,382	4,492	1,12	94,9	89,9	26,5	25,3818	0,1271	20,181	120	0,9999	0,999
Писнерская 64	Писнерская 64	МҚД	90	0,092	70	90	20	95	91,1	27,344	5,944	1,13	95	91,1	26,8	27,3438	0,1041	35,335	91	0,9999	0,999
Писнерская 43	Писнерская 43	МҚД	90	0,085	70	90	20	94,9	90,7	22,699	5,341	1,13	94,9	90,7	26,7	22,6995	0,0959	28,527	137,7	0,9999	0,999
Писнерская 44	Писнерская 44	МҚД	90	0,085	70	90	20	94,9	90,3	21,025	4,947	1,13	94,9	90,3	26,6	21,025	0,0958	24,473	154	0,9999	0,999
Ленина 92	Гарак сель. адм. (Ленина 92)	бюджет	90	0,009	70	90	12	94,8	89,3	1,86	4,133	1,12	94,8	89,3	17,4	1,8599	0,0101	17,082	354,4	0,9999	0,999
Ленина 111	Двухъяр	бюджет	90	0,003	70	90	12	92,6	87,4	0,635	4,231	1,1	92,6	87,4	16,5	0,6347	0,0033	17,905	375,2	0,9999	0,999
Ленина 111а	Гарак Почты, РТПЦ	прочие	90	0,053	70	90	12	94,9	89,6	11,321	4,272	1,13	94,9	89,6	17,5	11,3208	0,0596	18,25	297,6	0,9999	0,999
Ленина 111	Почта и Связи информ	прочие	90	0,08	70	90	20	94,8	89	15,417	3,854	1,12	94,8	89	26,2	15,4173	0,0896	14,856	331,6	0,9999	0,999
Ленина 107	Казначейство (Ленина 107)	бюджет	90	0,031	70	90	18	94,9	89,7	6,728	4,341	1,12	94,9	89,7	24,2	6,7283	0,0348	18,843	361,6	0,9999	0,999
Ленина 88	Кафе Виктория (Ленина 88)	прочие	90	0,026641	70	90	18	94,7	88,7	4,964	3,727	1,12	94,7	88,7	23,9	4,9642	0,0298	13,888	471,1	0,9999	0,999
Победы 12	Победы 12 (Библиотека, Военкомат)	бюджет	90	0,092	70	90	18	94,7	82,1	7,906	1,719	1,08	94,7	82,1	22,2	7,9064	0,0998	2,954	494,1	0,9999	0,999
Коммунистическая 7	Григорьев РОВД (Коммунистическая 7)	бюджет	90	0,03	70	90	16	94,3	83,6	3,066	2,044	1,09	94,3	83,6	20,4	3,0664	0,0327	4,179	680,8	0,9999	0,999
Коммунистическая 5	РОВД (Коммунистическая 5)	бюджет	90	0,045	70	90	18	94,4	82,8	4,188	1,861	1,09	94,4	82,8	22,3	4,188	0,0489	3,465	653,3	0,9999	0,999
Коммунистическая 7	ГИБДД (Коммунистическая 7)	бюджет	90	0,007	70	90	18	93,5	85	0,893	2,55	1,09	93,5	85	22,7	0,8926	0,0077	6,503	691,2	0,9999	0,999
Коммунистическая 5	Дом правосудия (Коммунистическая 5)	бюджет	90	0,071	70	90	18	94	83,5	7,323	2,063	1,09	94	83,5	22,4	7,3228	0,0773	4,255	764,8	0,9999	0,999
Ленина 86а	Наполевая (Ленина 86а)	прочие	90	0,0976	70	90	18	94,6	85,4	11,688	2,395	1,1	94,6	85,4	23	11,688	0,1074	5,736	533,8	0,9999	0,999
Коммунистическая 13	Сбербанк (Коммунистическая 13)	прочие	90	0,102157	70	90	18	94,7	86,5	13,892	2,72	1,11	94,7	86,5	23,4	13,8917	0,1131	7,397	552,6	0,9999	0,999
Ленина 86	КЕО (Ленина 86)	прочие	90	0,09498	70	90	18	94,7	84,5	10,155	2,139	1,1	94,7	84,5	22,8	10,1547	0,1041	4,577	535,7	0,9999	0,999
Ленина 76	Ленина 76	бюджет	90	0,037	70	90	20	93,7	87,2	6,218	3,361	1,11	93,7	87,2	25,5	6,2183	0,0409	11,298	804,1	0,9999	0,999
Ленина 82	Мн РПС (Ленина 82)	прочие	90	0,032641	70	90	16	94,3	87,5	5,293	3,243	1,11	94,3	87,5	21,3	5,2934	0,0363	10,52	676,2	0,9999	0,999
Ленина 80а	ЗАГС (Ленина 80а)	бюджет	90	0,013975	70	90	18	94,4	87,8	2,334	3,34	1,11	94,4	87,8	23,6	2,3338	0,0155	11,156	650,5	0,9999	0,999
Ленина 95	(ФСК) Ленина 95	бюджет	90	0,175764	70	90	20	94,5	83,4	17,227	1,96	1,09	94,5	83,4	24,7	17,2267	0,1916	3,843	637,7	0,9999	0,999
Спортивная школа	Спортивная школа	бюджет	90	0,019	70	90	18	92,7	83,5	2,22	2,336	1,08	92,7	83,5	22,1	2,2196	0,0206	5,459	835,9	0,9999	0,999
Ленина 97	Мн "Пятёрочка" Ленина 97	прочие	90	0,0189	70	90	16	94,7	88,7	3,532	3,738	1,12	94,7	88,7	21,7	3,532	0,0211	13,969	571	0,9999	0,999
Кантора РПС	Кантора РПС	прочие	90	0,036	70	90	18	94,1	81,3	3,036	1,686	1,08	94,1	81,3	21,9	3,0355	0,0388	2,844	687,3	0,9999	0,999
Ленина 97	Оклад магазина	прочие	90	0,00358	70	90	12	93,4	87,4	0,671	3,746	1,11	93,4	87,4	16,7	0,6706	0,004	14,035	610,9	0,9999	0,999
Ленина 101		прочие	90	0,015932	70	90	12	94	86,3	2,288	2,872	1,1	94	86,3	16,6	2,2882	0,0176	8,251	632,2	0,9999	0,999
Ленина 113	Ленина 113	МҚД	90	0,159	70	90	20	94,9	90,1	37,243	4,685	1,13	94,9	90,1	26,5	37,2433	0,179	21,946	264,9	0,9999	0,999
Писнерская 21	Старая школа (Писнерская 21)	бюджет	90	0,31872	70	90	18	94,7	86,7	44,14	2,77	1,11	94,7	86,7	23,4	44,1398	0,353	7,672	565,4	0,9999	0,999
Ленина 94	Ленина 94	МҚД	90	0,0425	70	90	20	94,4	85,5	5,239	2,466	1,1	94,4	85,5	25,2	5,2392	0,0468	6,079	596,4	0,9999	0,999
Ленина 92	Сельская администрация (Ленина 92)	бюджет	90	0,019	70	90	18	94,6	89,3	4,022	4,234	1,12	94,6	89,3	24	4,0224	0,0213	17,928	443,9	0,9999	0,999
Ленина 90	Ленина 90	МҚД	90	0,073507	70	90	20	94,7	87,3	10,986	2,989	1,11	94,7	87,3	25,8	10,9861	0,0817	8,935	386,1	0,9999	0,999
Ленина 117	Детский сад "Мигал" (Ленина 117)	бюджет	90	0,076	70	90	20	94,8	87,8	12,081	3,179	1,11	94,8	87,8	25,9	12,0809	0,0846	10,107	167,5	0,9999	0,999

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Адрес узла ввода	Наименование узла	Категория потребителя	Расчетная темп. сет. воды на входе в потреб., °С	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная темп. воды на выходе из СО, °С	Расчетная темп. воды на входе в СО, °С	Расчетная темп. внутреннего воздуха для СО, °С	Температура сетевой воды в под. тр-де, °С	Температура сетевой воды в обр. тр-де, °С	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Относительный расход воды на СО	Относительное количество теплоты на СО	Температура воды на входе в СО, °С	Температура воды на выходе из СО, °С	Температура внутреннего воздуха СО, °С	Суммарный расход сетевой воды, т/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/час	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Путь, пройденный от источника, м	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности
Котельная СЦТ "мкр. Совхозный"																					
Совхозная 16	Совхозная 16	МЖД	90	0,06	70	90	20	93,9	80,1	4,64	1,547	1,07	93,9	80,1	23,7	4,6401	0,0642	2,392	306,7	0,999	1,000
Ленина 203	ФМС (Ленина 203)	бюджет	90	0,06	70	90	18	94,2	88,5	11,547	3,849	1,11	94,2	88,5	23,7	11,5465	0,0669	14,814	259,1	0,999	1,000
Ленина 203б	Магазин	прочие	90	0,015	70	90	16	93,9	88,4	3,02	4,027	1,11	93,9	88,4	21,4	3,0205	0,0167	16,219	276,4	0,999	1,000
Совхозная 20	МЖД (Совхозная 20)	МЖД	90	0,06	70	90	20	94,7	87,1	8,78	2,927	1,11	94,7	87,1	25,7	8,7797	0,0666	8,565	173,1	0,999	1,000
Совхозная 24	МЖД (Совхозная 24)	МЖД	90	0,06	70	90	20	94,4	83,1	5,787	1,929	1,09	94,4	83,1	24,6	5,7869	0,0653	3,721	264,2	0,999	1,000
Совхозная 22	МЖД (Совхозная 22)	МЖД	90	0,06	70	90	20	94,4	83,1	5,782	1,927	1,09	94,4	83,1	24,6	5,7816	0,0653	3,714	264,3	1,000	1,000
Совхозная 22а	МЖД (Совхозная 22а)	МЖД	90	0,06	70	90	20	94,9	89,7	13,013	4,338	1,12	94,9	89,7	26,4	13,0126	0,0674	18,814	75	0,999	1,000
Совхозная 22б	МЖД (Совхозная 22б)	МЖД	90	0,06	70	90	20	94,6	89,5	13,057	4,352	1,12	94,6	89,5	26,3	13,0572	0,0673	18,943	139,5	1,000	1,000
Совхозная 18	МЖД (Совхозная 18)	МЖД	90	0,06	70	90	20	94,7	86,5	8,095	2,698	1,11	94,7	86,5	25,5	8,0947	0,0664	7,28	198,5	1,000	1,000
Совхозная 26	Кунашакский ЦГД	бюджет	90	0,08	70	90	20	94,8	88,1	13,327	3,332	1,12	94,8	88,1	26	13,3271	0,0892	11,101	126,1	0,998	1,000
Совхозная 22в	МЖД (Совхозная 22в)	МЖД	90	0,06	70	90	20	94,8	88,5	10,665	3,555	1,12	94,8	88,5	26,1	10,665	0,067	12,638	72,8	0,994	1,000
Котельная СЦТ "Лесной"																					
Центральная 27	Центральная 27	МЖД	90	0,05	70	90	20	94,9	89,3	10,003	4,001	1,12	94,9	89,3	26,3	10,0026	0,0561	16,008	152,9	0,9999	0,999
Центральная 8	Центральная 8	ИЖД	90	0,006	70	90	20	94,7	89,4	1,261	4,204	1,12	94,7	89,4	26,3	1,2613	0,0067	17,677	200,4	0,9999	0,999
Молодёжная 33	Молодёжная 33	МЖД	90	0,05	70	90	20	94,4	87,5	8,036	3,214	1,11	94,4	87,5	25,7	8,0356	0,0555	10,331	261,8	0,9999	0,999
Ключевая, 2	Ключевая, 2 (д/с "Топольск")	бюджет	90	0,028	70	90	22	94	87,5	4,774	3,41	1,11	94	87,5	27,8	4,7742	0,031	11,629	318,6	0,9999	0,999
Центральная 2	Центральная 2	МЖД	90	0,06	70	90	20	94,2	87	9,246	3,082	1,11	94,2	87	25,6	9,2459	0,0664	9,499	406	0,9999	0,999
Цветочная 1	Цветочная 1	блокж/д	90	0,012	70	90	20	94	88,3	2,349	3,916	1,11	94	88,3	25,8	2,3493	0,0133	15,331	398,7	0,9999	0,999
Центральная 3	Центральная 3	блокж/д	90	0,012	70	90	20	94,2	88,6	2,374	3,956	1,11	94,2	88,6	26	2,3736	0,0134	15,65	358,4	0,9999	0,999
Молодёжная 36	Молодёжная 36	ИЖД	90	0,006	70	90	20	94,2	88,7	1,212	4,04	1,12	94,2	88,7	26	1,2119	0,0067	16,318	311,5	0,9999	0,999
Цветочная 9	Цветочная 9	блокж/д	90	0,01	70	90	20	94,5	89	2,046	4,092	1,12	94,5	89	26,2	2,0461	0,0112	16,746	264,7	0,9999	0,999
Молодёжная 34	Молодёжная 34	МЖД	90	0,06	70	90	20	94,8	88,1	9,999	3,333	1,11	94,8	88,1	26	9,9988	0,0669	11,109	151,4	0,9999	0,999
		блокж/д	90	0,01	70	90	20	94,3	88,6	1,967	3,934	1,12	94,3	88,6	26	1,9668	0,0112	15,474	258,6	0,9999	0,999
		прочие	90	0,008	70	90	18	93,8	88,1	1,568	3,921	1,11	93,8	88,1	23,5	1,5683	0,0089	15,372	279,3	0,9999	0,999
Центральная 11	Центральная 11	блокж/д	90	0,01	70	90	20	94,4	88,8	1,994	3,989	1,12	94,4	88,8	26,1	1,9943	0,0112	15,909	302,8	0,9999	0,999
Цветочная 12	Цветочная 12	блокж/д	90	0,01	70	90	20	94,5	88,9	1,985	3,97	1,12	94,5	88,9	26,1	1,9851	0,0112	15,763	309,9	0,9999	0,999
Цветочная 15	Цветочная 15	блокж/д	90	0,01	70	90	20	94,1	88,4	1,943	3,886	1,11	94,1	88,4	25,9	1,9429	0,0111	15,1	390,8	0,9999	0,999
Центральная 16	Центральная 16	блокж/д	90	0,01	70	90	20	93,7	88	1,931	3,862	1,11	93,7	88	25,7	1,9308	0,0111	14,912	411,9	0,9999	0,999
Центральная 19	Центральная 19	блокж/д	90	0,01	70	90	20	93,7	88	1,935	3,871	1,11	93,7	88	25,7	1,9354	0,0111	14,983	441,1	0,9999	0,999
Центральная 28	Центральная 28	МЖД	90	0,05	70	90	20	94,8	88,9	9,494	3,798	1,12	94,8	88,9	26,2	9,4943	0,056	14,423	161,4	0,9999	0,999
Молодёжная 31	Молодёжная 31	ИЖД	90	0,007	70	90	20	94,5	89,4	1,535	4,384	1,12	94,5	89,4	26,2	1,5345	0,0078	19,223	103,7	0,9999	0,999
Молодёжная 35	Молодёжная 35	ИЖД	90	0,006	70	90	20	94,1	89	1,31	4,368	1,12	94,1	89	26	1,3104	0,0067	19,081	131,4	0,9999	0,999
Центральная 20	Центральная 20	блокж/д	90	0,01	70	90	20	93,9	88,2	1,936	3,871	1,11	93,9	88,2	25,8	1,9357	0,0111	14,988	431	0,9999	0,999
Центральная 10	Центральная 10	блокж/д	90	0,01	70	90	20	94,1	88,5	1,984	3,968	1,11	94,1	88,5	25,9	1,9838	0,0111	15,742	320,6	0,9999	0,999
Цветочная 14	Цветочная 14	ИЖД	90	0,006	70	90	20	93,6	87,9	1,179	3,928	1,11	93,6	87,9	25,6	1,1785	0,0066	15,432	362,7	0,9999	0,999
Цветочная 17	Цветочная 17	ИЖД	90	0,006	70	90	20	94,1	88,4	1,169	3,897	1,11	94,1	88,4	25,9	1,1691	0,0067	15,188	392,2	0,9999	0,999
Цветочная 13	Цветочная 13	блокж/д	90	0,01	70	90	20	94,3	88,6	1,962	3,924	1,11	94,3	88,6	26	1,9622	0,0111	15,401	344,5	0,9999	0,999
Центральная 18	Центральная 18	блокж/д	90	0,01	70	90	20	93,3	87,5	1,914	3,828	1,1	93,3	87,5	25,4	1,9141	0,011	14,655	468,8	0,9999	0,999
Центральная 4	Центральная 4	ИЖД	90	0,006	70	90	20	93,8	88,3	1,21	4,033	1,11	93,8	88,3	25,8	1,21	0,0067	16,267	326	0,9999	0,999
Молодёжная 29	Молодёжная 29	МЖД	90	0,06	70	90	20	94,9	89	11,474	3,825	1,12	94,9	89	26,3	11,4738	0,0672	14,628	114	0,9999	0,999

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 61 Перечень участков тепловой сети и результаты гидравлического расчёта СЦТ Кунашакского СП.

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал обр.тр-да	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Скорость движения воды в подающем трубопроводе, м/с	Скорость движения воды в обратном трубопроводе, м/с	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч
Котельная СЦТ "мкр. №1"											
TK1	TK2	11,41	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	32,7706	-32,7581	1,238	-1,237	504,56	216,23
TK2	Аптека	56,64	0,08	ПОДЗ. КАН	Минвата	12,826	-12,8205	0,765	-0,764	2325,67	995,3
TK2	Типография	10,13	0,07	ПОДЗ. КАН	Минвата	19,9444	-19,9378	1,565	-1,564	383,95	164,63
TK1	TK3	45,83	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	32,7715	-32,7573	1,238	-1,237	2027,06	868,57
TK3	TK4	24,96	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	32,7719	-32,7568	1,238	-1,237	1093,58	473,13
TK4	TK5	75,82	0,15	ПОДЗ. КАН	Минвата	48,4009	-48,3681	0,802	-0,801	3934,94	1685,96
TK5	TK6	19,74	0,15	ПОДЗ. КАН	Минвата	48,4017	-48,3673	0,802	-0,801	1025,01	439,06
TK4	Контора РЭС	40,91	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	15,6258	-15,6145	2,46	-2,458	1357,1	569,71
Октябрьская 24	TK7	31,66	0,08	ПОДЗ. КАН	Минвата	12,5643	-12,5569	0,749	-0,749	1277,55	547,34
TK9	Роддом (Больничная 1)	53,89	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	7,8231	-7,8188	0,295	-0,295	2342,21	1022,88
TK6	Коммунистическая 2	13,86	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	1,6576	-1,657	0,261	-0,261	460,14	199,62
TK6	TK8	33,78	0,15	ПОДЗ. КАН	Минвата	50,0607	-50,0229	0,829	-0,828	1754,24	751,73
TK8	TK35	99,4	0,15	ПОДЗ. КАН	Минвата	50,0649	-50,0187	0,829	-0,828	5190,77	2212,27
TK52	TK19	150,92	0,3	НАДЗЕМ.	Минвата	266,4401	-266,1739	1,088	-1,087	16796,41	17115,44
Стационар	TK9	7,98	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	33,0006	-32,98	5,196	-5,192	262,6	112,01
TK9	TK10	8,51	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	40,8238	-40,7986	1,542	-1,541	368,84	158,51
TK10	TK11	53,71	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	37,5463	-37,5204	1,418	-1,417	2327,91	994,43
TK11	Поликлиника	7,2	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	32,5126	-32,4906	5,119	-5,115	235,51	100,56
TK11	Гинекология (Больничная 1)	32,47	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	5,0327	-5,0308	0,792	-0,792	1062,07	465,5
TK10	TK12	55,72	0,15	ПОДЗ. КАН	Минвата	78,3725	-78,3167	1,298	-1,297	2874,62	1225,69
TK12	Детское отделение (Больничная 1)	62,58	0,08	ПОДЗ. КАН	Минвата	15,1979	-15,192	0,906	-0,906	2531,54	1105,38
TK12	Хоз. корпус (Больничная 1)	68,73	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	5,9833	-5,9808	0,942	-0,942	2267,04	986,03
TK12	TK13	23,91	0,15	ПОДЗ. КАН	Минвата	99,5547	-99,4885	1,649	-1,648	1233,58	528,65
TK14	Пищеблок (Больничная 1)	47,12	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	8,6645	-8,6605	0,327	-0,327	2059,78	898,24
TK14	TK15	14,46	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	15,7188	-15,7116	0,594	-0,593	632,1	273,78
TK15	TK16	25,74	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	5,5471	-5,5439	0,873	-0,873	860,97	367,57
TK16	y1	73,2	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	5,547	-5,5441	0,873	-0,873	2439,07	1043,84

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал обр.тр-да	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Скорость движения воды в подающем трубопроводе, м/с	Скорость движения воды в обратном трубопроводе, м/с	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч
y1	Больничная 1А	90,06	0,04	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,3895	-2,3882	0,6	-0,6	2544,29	1080,6
TK13	TK14	42,93	0,15	ПОДЗ. КАН	Минвата	99,5565	-99,4867	1,649	-1,648	2222,34	949,23
TK14	TK17	139,9	0,2	НАДЗЕМ.	Минвата	123,9503	-123,8483	1,147	-1,146	11189,76	11172,57
TK17	СЭС	61,53	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	14,0784	-14,0703	2,217	-2,215	2035,85	869,72
TK17	TK18	13,46	0,2	НАДЗЕМ.	Минвата	138,0298	-137,9176	1,277	-1,276	1076,65	1073,63
TK18	TK20	50,96	0,2	НАДЗЕМ.	Минвата	138,0336	-137,9138	1,277	-1,276	4077,18	4064,52
TK31	TK34	104,28	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,8616	-2,857	0,108	-0,108	4588,03	1944,77
Больничная 8А	TK25	11,87	0,025	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,4737	-2,473	1,696	-1,696	282,45	121,38
TK20	TK21	185,9	0,2	НАДЗЕМ.	Минвата	138,0476	-137,8998	1,277	-1,276	14886,04	14823,53
TK21		47,11	0,25	НАДЗЕМ.	Минвата	174,8911	-174,6984	1,031	-1,03	4361,9	4397,91
	y2	7,2	0,25	НАДЗЕМ.	Минвата	174,8919	-174,6976	1,032	-1,03	666,67	672,01
y2	"мкр. №1"	13,73	0,4	ПОДЗ. КАН	Минвата	442,3434	-441,8304	1,013	-1,012	1389,62	595,54
y2	y3	62,98	0,3	НАДЗЕМ.	Минвата	267,4473	-267,137	1,092	-1,091	7012,23	7137,63
y3		5,39	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	0,9853	-0,985	0,155	-0,155	179,09	78,16
	ГРП	4,22	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	0,9853	-0,9851	0,155	-0,155	142,78	61,16
y3	TK22	37,22	0,3	НАДЗЕМ.	Минвата	266,4513	-266,1627	1,088	-1,087	4143,24	4218,33
TK22	TK23	16,14	0,3	НАДЗЕМ.	Минвата	266,445	-266,169	1,088	-1,087	1796,45	1829,33
TK19	TK23	12,44	0,3	НАДЗЕМ.	Минвата	266,4422	-266,1718	1,088	-1,087	1384,55	1410,03
TK21	TK24	72,01	0,15	ПОДЗ. КАН	Минвата	36,8379	-36,8041	0,61	-0,61	3740,11	1624,13
TK24	TK25	75,25	0,12	ПОДЗ. КАН	Минвата	35,8565	-35,829	0,934	-0,933	3917,35	1678,03
TK25	TK26	27,63	0,12	ПОДЗ. КАН	Минвата	33,3808	-33,358	0,87	-0,869	1437,65	615,91
TK26	TK27	30,83	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	23,4615	-23,4512	0,886	-0,886	1368,89	587,38
TK27	TK28	18,33	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	19,7352	-19,7272	0,745	-0,745	814,86	349,14
TK27	Больничная 8	19,57	0,025	ПОДЗ. КАН	Минвата	1,7094	-1,7089	1,172	-1,172	466,06	199,55
TK28	Больничная 8а	18,33	0,025	ПОДЗ. КАН	Минвата	1,7095	-1,7091	1,172	-1,172	436,43	186,86
TK28	y4	14,76	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	18,0253	-18,0184	0,681	-0,681	656	281,11
y4	Больничная 4	12,72	0,025	ПОДЗ. КАН	Минвата	3,5388	-3,5376	2,427	-2,426	302,82	129,12
y4	y5	33,81	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	14,4862	-14,4811	0,547	-0,547	1502,5	644,47
y5	Контора ККТС	23,54	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	7,6991	-7,697	1,212	-1,212	792,72	339,43

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал обр.тр-да	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Скорость движения воды в подающем трубопроводе, м/с	Скорость движения воды в обратном трубопроводе, м/с	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч
у5	Гараж ККТС	7,36	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	6,7865	-6,7847	1,068	-1,068	247,85	106,28
ТК29	у6	32,36	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,3088	-2,3067	0,087	-0,087	1276,33	545,91
ТК30	ТК57	38,84	0,12	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,3118	-2,3038	0,06	-0,06	1808,9	773,09
ТК31	СТО (Пионерская)	12,22	0,04	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,8597	-2,8589	0,718	-0,718	341,85	146,45
ТК29	ПЧ (Октябрьская 16)	12,66	0,08	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,3082	-2,3073	0,138	-0,138	462,74	198,18
ТК26	ТК32	33,8	0,12	ПОДЗ. КАН	Минвата	9,9186	-9,9075	0,258	-0,258	1758,04	750,54
ТК32	ТК33	43,36	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	9,9177	-9,9084	0,375	-0,374	1917,81	821,41
ТК33	Свердлова 24	8,81	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,5429	-2,5422	0,4	-0,4	294,85	127
ТК33	ТК34	32,33	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	5,1514	-5,145	0,195	-0,194	1429,07	609,61
ТК34	Свердлова 26	7,83	0,045	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,2892	-2,2886	0,449	-0,449	221,46	95,56
ТК35	ТК36	53,34	0,15	ПОДЗ. КАН	Минвата	66,714	-66,6768	1,105	-1,104	2785,47	1201,25
ТК36	ТК37	40,58	0,15	ПОДЗ. КАН	Минвата	53,7421	-53,7133	0,89	-0,89	2132,41	913,12
ТК37	ТК38	37,53	0,15	ПОДЗ. КАН	Минвата	40,5809	-40,5594	0,672	-0,672	1970,48	843,57
ТК38	ТК39	17,86	0,15	ПОДЗ. КАН	Минвата	28,2725	-28,2579	0,468	-0,468	936,71	400,78
ТК39	Октябрьская 7а (Маг-н)	17,67	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,6521	-2,6512	0,418	-0,417	591,53	254,49
ТК39	ТК40	41,41	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	25,6196	-25,6074	0,968	-0,967	1830,91	784,13
ТК40	ТК41	18,85	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	9,8184	-9,8136	0,371	-0,371	832,85	355,55
ТК41	Октябрьская 9	50,15	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	9,818	-9,8139	1,546	-1,545	1671,17	715,82
ТК40	Октябрьская 11	110,09	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	3,7764	-3,7743	0,595	-0,594	3682,84	1567,67
ТК7	ТК42	55,97	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	12,5654	-12,5558	0,475	-0,474	2388,39	1042,39
ТК42	ТК43	22,57	0,07	ПОДЗ. КАН	Минвата	15,9233	-15,9086	1,249	-1,248	825,53	351,77
ТК43	Октябрьская 22	14,14	0,04	ПОДЗ. КАН	Минвата	6,5886	-6,5817	1,655	-1,653	385,67	162,92
ТК43	Октябрьская 20, 1п	14,52	0,04	ПОДЗ. КАН	Минвата	4,7231	-4,7197	1,186	-1,186	396,03	171,63
ТК43	ТК44	26,61	0,07	ПОДЗ. КАН	Минвата	4,6114	-4,6074	0,362	-0,361	967,71	417,93
ТК44	Октябрьская 20, 2п	15,17	0,04	ПОДЗ. КАН	Минвата	4,6111	-4,6077	1,158	-1,157	416,95	178,64
ТК42	ТК45	46,56	0,12	ПОДЗ. КАН	Минвата	40,5332	-40,4933	1,056	-1,055	2330,13	997,47
ТК45	Октябрьская 18	41,79	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	8,0674	-8,0613	1,27	-1,269	1351,77	581,82
ТК45	ТК46	87,96	0,1	ПОДЗ. КАН	Минвата	48,6022	-48,5529	1,836	-1,834	3790,76	1610,5
ТК46	ТК47	20,21	0,07	ПОДЗ. КАН	Минвата	26,9218	-26,9076	2,112	-2,111	746,55	324,79

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал обр.тр-да	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Скорость движения воды в подающем трубопроводе, м/с	Скорость движения воды в обратном трубопроводе, м/с	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч
ТК47	Октябрьская 16	18,51	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	12,4254	-12,4194	1,956	-1,955	613,12	263,32
ТК47	Свердлова 9	17,51	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	14,4961	-14,4884	2,282	-2,281	579,99	248,05
ТК46	ТК48	18,17	0,12	ПОДЗ. КАН	Минвата	75,5245	-75,46	1,968	-1,966	921,54	393,13
ТК48	ТК49	49,83	0,07	ПОДЗ. КАН	Минвата	26,1137	-26,1	2,049	-2,048	1849,22	802,8
ТК49	Свердлова 19	11,78	0,07	ПОДЗ. КАН	Минвата	13,0579	-13,0518	1,024	-1,024	442,83	189,97
ТК49	Свердлова 20	26,93	0,07	ПОДЗ. КАН	Минвата	13,0553	-13,0486	1,024	-1,024	1012,35	433,29
ТК48	ТК50	43,44	0,12	ПОДЗ. КАН	Минвата	101,6393	-101,5588	2,648	-2,646	2213,81	944,22
ТК50	Свердлова 17	9,09	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	20,9757	-20,9693	3,302	-3,301	299,42	131,25
ТК50	ТК51	13,48	0,12	ПОДЗ. КАН	Минвата	122,6153	-122,5278	3,194	-3,192	690,06	294,42
ТК51	Свердлова 18	18,21	0,07	ПОДЗ. КАН	Минвата	24,6938	-24,6872	1,937	-1,937	682,09	298,76
ТК35	ТК52	97,87	0,15	ПОДЗ. КАН	Минвата	119,1046	-118,9853	1,972	-1,97	5085,78	2190,37
ТК52		7,81	0,15	ПОДЗ. КАН	Минвата	147,3099	-147,2142	2,44	-2,438	405,84	173,22
	ТК51	9,2	0,15	ПОДЗ. КАН	Минвата	147,3095	-147,2145	2,44	-2,438	476,11	204,05
ТК42	Детский сад "Берёзка"	118,83	0,07	ПОДЗ. КАН	Минвата	12,0433	-12,0301	0,945	-0,944	4346,39	1837,3
ТК40	Октябрьская 7	9,05	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	12,0241	-12,0203	1,893	-1,893	302,75	130,27
ТК38	Октябрьская 5	9,02	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	12,3068	-12,3031	1,938	-1,937	302,46	130,08
ТК37	Октябрьская 3	9,7	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	13,1595	-13,1555	2,072	-2,071	325,62	139,94
ТК36	Октябрьская 1	9,18	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	12,9696	-12,9658	2,042	-2,041	308,42	132,56
Детский сад (Больничная 1Д)	у1	8,21	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	3,1572	-3,1562	0,497	-0,497	273,18	117,53
ТК15	Гараж ЦРБ	16,95	0,04	ПОДЗ. КАН	Минвата	10,1715	-10,1679	2,555	-2,554	481,38	206,65
ТК24	Маг-н "Берёзка"	7,67	0,05	ПОДЗ. КАН	Минвата	0,9784	-0,9781	0,154	-0,154	258,07	111,11
ТК33	Свердлова 21	15,59	0,025	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,2227	-2,222	1,524	-1,524	369,17	158,52
ТК27	Больничная 4А	12,5	0,025	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,0163	-2,0158	1,383	-1,382	297,69	127,67
ТК53	ТК54	40,95	0,12	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,3149	-2,3006	0,06	-0,06	1923,24	821,83
ТК54	ТК55	52,39	0,12	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,3163	-2,2993	0,06	-0,06	2469,76	1054,51
ТК56	ТК53	16,86	0,12	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,3138	-2,3017	0,06	-0,06	789,52	337,96
ТК57	ТК56	59,16	0,12	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,3134	-2,3022	0,06	-0,06	2767,01	1180,83
ТК55	ТК35	199,64	0,12	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,3216	-2,2939	0,06	-0,06	10312,73	4033,46
у6	ТК30	72,01	0,12	ПОДЗ. КАН	Минвата	2,3107	-2,3048	0,06	-0,06	3344,4	1425,89

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал обр.тр-да	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Скорость движения воды в подающем трубопроводе, м/с	Скорость движения воды в обратном трубопроводе, м/с	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч
Котельная СЦТ "мкр. №2"											
у6		8,35	0,025	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	2,2882	-2,287	1,569	1,569	194,2	83,03
у6		6,95	0,025	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	0,9143	-0,9139	0,627	0,627	161,64	69,6
РВД (Коммунистическая 28)	ТК6	34,83	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	0,3149	-0,3148	0,05	0,05	1139,55	478,18
у7	ТК6	16,29	0,07	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	12,0033	-11,9951	0,942	0,942	603,46	258,58
ТК4	ТК5	86,08	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	6,22	-6,2139	0,235	0,235	3706,76	1603,07
у5	у6	36,06	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	3,2026	-3,2007	0,504	0,504	1187,29	508
у5	Склад магазина.	23,05	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	0,6707	-0,6702	0,106	0,106	758,93	324,75
ТК2	у5	24,71	0,07	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	3,8735	-3,8707	0,304	0,304	919,13	394,73
ТК4	М-н "Магнит" (Ленина 80)	20,29	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	12,9229	-12,9136	2,035	2,035	661,53	281,96
ТК1	М-н "КБ" (Ленина 86)	65,76	0,07	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	12,6363	-12,6276	0,991	0,991	2426,68	1046,87
ТК52	Детский сад "Миляш" (Ленина 117)	75,69	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	12,0812	-12,0748	1,902	1,902	2533,6	1076,84
ТК51	ТК52	11,51	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	41,8159	-41,7949	0,693	0,693	596,52	258,26
ТК50	ТК51	58,16	0,3	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	476,3212	-475,8934	1,946	1,946	4896,93	2090,79
ТК50	Пионерская 65	26,91	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	18,6404	-18,6333	2,935	2,935	895,04	386,82
ТК50	"мкр. №2"	22,14	0,3	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	640,8943	-640,3846	2,618	2,618	1864,15	798,91
ТК48	ТК50	40,03	0,2	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	145,9259	-145,8646	1,35	1,35	2624,12	1137
ТК49	Гараж ЧОКЭ	18,58	0,04	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	2,9792	-2,9781	0,748	0,748	530,39	227,02
ТК49	Пионерская 69	8,83	0,07	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	25,3819	-25,3733	1,991	1,991	336,08	144,04
ТК48	ТК49	49,05	0,07	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	28,3615	-28,3509	2,225	2,225	1867,23	800,11
ТК47	ТК48	16,68	0,2	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	117,5632	-117,5149	1,088	1,088	1105,47	473,75
ТК47	Пионерская 64	12,14	0,08	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	27,344	-27,3368	1,63	1,63	500,63	216,1
ТК45	ТК47	32,57	0,2	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	90,2168	-90,1806	0,835	0,835	2158,49	922,96
ТК46	Пионерская 43	6,19	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	22,6995	-22,6931	3,574	3,574	209,03	89,58
ТК45	ТК46	20,11	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	22,6999	-22,6927	0,857	0,857	891,07	384,39
ТК43	ТК45	6,09	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	39,1641	-39,1471	1,479	1,479	269,85	115,3
ТК44	Пионерская 44	6,28	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	21,025	-21,0186	3,31	3,31	211,63	90,69
ТК17	ТК25	15,59	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	36,7987	-36,7804	1,39	1,39	679,06	293,57
ТК25	ТК18	16,65	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	29,7258	-29,7109	1,123	1,123	731,56	313,04

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал обр.тр-да	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Скорость движения воды в подающем трубопроводе, м/с	Скорость движения воды в обратном трубопроводе, м/с	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч
ТК25	Гараж администрации (Ленина 103)	26,71	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	7,0726	-7,0698	1,114	1,114	888,57	383,01
ТК45	Победы 22	67,02	0,07	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	28,3526	-28,3409	2,224	2,224	2545,4	1089,27
Пионерская 45	ТК42	28,36	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	18,1383	-18,1293	2,856	2,856	939,84	402,72
ТК19	ТК40	27,22	0,25	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	259,6505	-259,4199	1,531	1,531	2037,2	871,64
ТК23	Победы 21	8,19	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,6558	-1,6551	0,261	0,261	271,56	116,97
ТК22	Победы 21а (магазин)	11,44	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	2,1523	-2,1514	0,339	0,339	380,63	163,95
ТК23	ТК24	18,75	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	2,8177	-2,8158	0,444	0,444	621,7	265,38
ТК22	ТК23	30,8	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	4,4736	-4,4707	0,704	0,704	1024,77	437,68
ТК19	ТК22	50,78	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	6,6261	-6,6219	1,043	1,043	1671,99	724,09
ТК20	ТК17	39,51	0,2	НАДЗЕМН.	Минвата	138,7135	-138,6018	1,283	1,283	3162,21	3134,71
ТК21	Ленина 109 (Гараж муз. школы)	12,43	0,04	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	5,8832	-5,8802	1,478	1,478	349,11	149,74
ТК21	Ленина 105А (Муз. школа)	33,47	0,04	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	3,8184	-3,8162	0,959	0,959	940,04	401,95
ТК20	ТК21	41,11	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	9,7018	-9,6963	1,527	1,527	1356,09	582,81
ТК19	ТК20	71,91	0,2	НАДЗЕМН.	Минвата	148,4207	-148,2927	1,373	1,373	5757,12	5706,16
ТК19	Победы 19А (магазин)	21,46	0,04	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	3,5029	-3,5016	0,88	0,88	599,94	262,45
ТК13	ТК19	47,19	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	101,0989	-101,0056	1,674	1,674	2430,23	1037,09
ТК18	Ленина 105 (Дом культуры)	11,5	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	13,9163	-13,9105	2,191	2,191	381,98	164,53
ТК18	Ленина 103 (районная администрация)	17,88	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	15,8092	-15,8007	2,489	2,489	593,9	253,35
ТК16	Детсад Теремок (Коммунистическая 15)	45,01	0,07	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	27,0567	-27,0402	2,123	2,123	1675,11	718,91
ТК14	ТК16	123,84	0,15	НАДЗЕМН.	Минвата	74,849	-74,7903	1,24	1,24	8272,26	8152,38
ТК15	Ключевая 1	19,37	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	10,9333	-10,9276	1,721	1,721	643,17	274,66
ТК15	Ключевая 29	5,75	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	12,5069	-12,5015	1,969	1,969	190,93	82,06
ТК14	ТК15	10,29	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	23,4404	-23,4289	0,885	0,885	446,52	193,4
ТК13	Управл. суд. департ. (Ленина 107а)	5,14	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	9,3425	-9,3393	1,471	1,471	168,52	74,05
ТК24	ТК26	19,93	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	2,8176	-2,8158	0,444	0,444	658,2	281,87
у1	Пристрой РОВД (Коммунистическая 7)	5,58	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	3,0665	-3,0642	0,483	0,483	180,06	77,33
у2	РОВД (Коммунистическая 5)	6,44	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	4,188	-4,1846	0,659	0,659	206,53	88,86
ТК8	у2	26,87	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	7,2239	-7,2171	1,137	1,137	866,21	369,31

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал обр.тр-да	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Скорость движения воды в подающем трубопроводе, м/с	Скорость движения воды в обратном трубопроводе, м/с	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч
y1	Гараж РОВД (Коммунистическая 7)	27,82	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	2,7319	-2,7296	0,43	0,43	897,7	383,3
ТК9	y1	29,76	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	5,7985	-5,7936	0,913	0,913	961,2	411,56
ТК10	ГИБДД (Коммунистическая 7)	24,91	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	0,8927	-0,8919	0,141	0,141	804,5	346,37
ТК12	Дом правосудия (Коммунистическая 5)	10,71	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	7,3229	-7,3174	1,153	1,153	345,21	148,04
ТК11	ТК12	40,84	0,08	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	9,5436	-9,5344	0,569	0,569	1615,34	691,9
ТК10	ТК11	46,99	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	9,5445	-9,5335	0,36	0,36	2004,38	857,81
ТК9	ТК10	20,82	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	10,4376	-10,4251	0,394	0,394	888,15	380,61
ТК8	ТК9	25,5	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	16,2366	-16,2182	0,613	0,613	1085,72	466,19
ТК1	ТК8	108,11	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	23,4624	-23,4334	0,886	0,886	4654,39	1972,73
ТК7	Налоговая (Ленина 86а)	12,73	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	11,6881	-11,6806	1,84	1,84	416,54	178,5
ТК6	ТК7	13,55	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	11,6881	-11,6806	1,84	1,84	443,32	190,02
ТК41	y7	21,39	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	12,0042	-11,9942	0,199	0,199	1087,1	469,18
ТК38	ТК1	63,18	0,12	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	60,1472	-60,0904	1,567	1,567	3188,97	1365,57
ТК1	Сбербанк (Коммунистическая 13)	40,7	0,07	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	13,8921	-13,8837	1,09	1,09	1501,91	650,75
ТК1	КБО (Ленина 86)	23,81	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	10,1548	-10,1474	1,599	1,599	776,13	332,36
ТК5	Ленина 76	11,39	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	6,2184	-6,2155	0,979	0,979	374,74	160,57
ТК3	ТК4	68,71	0,12	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	19,1447	-19,1257	0,499	0,499	3482,89	1485,43
ТК3	М-н РПС (Ленина 82)	38,27	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	5,2936	-5,2908	0,833	0,833	1253,84	542,37
ТК3	ЗАГС (Ленина 80а)	12,54	0,032	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	2,3339	-2,3328	0,941	0,941	333,33	144,5
ТК2	ТК3	74,83	0,12	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	26,7741	-26,7473	0,698	0,698	3804,03	1625,62
ТК2	М-н "Пятёрочка" Ленина 97	7,88	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	3,532	-3,5306	0,556	0,556	258,91	112,61
(ФОК) Ленина 95	ТК14	96,53	0,07	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	17,2275	-17,2143	1,351	1,351	3590,38	1514,74
y2	Контора РПС	40,4	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	3,0357	-3,0327	0,478	0,478	1295,65	551,4
ТК12	Спортивная школа	81,75	0,07	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	2,2203	-2,2174	0,174	0,174	2983,05	1269,53
ТК14	ТК2	21,96	0,12	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	34,1803	-34,1479	0,89	0,89	1116,28	478,44
ТК26	ТК27	13,75	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,8045	-1,8034	0,284	0,284	453,76	194,06
ТК26	Победы 25	14,32	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,013	-1,0125	0,159	0,159	472,57	202,68
ТК27	Победы 27	34,32	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,8044	-1,8035	0,284	0,284	1130,21	483,38

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал обр.тр-да	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Скорость движения воды в подающем трубопроводе, м/с	Скорость движения воды в обратном трубопроводе, м/с	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч
ТК32	Соц. защита (Пионерская 12)	55,95	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	2,7493	-2,7473	0,433	0,433	1843,07	785,03
ТК52	ТК28	36,63	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	29,7342	-29,7206	0,492	0,492	1917,76	824,27
ТК28	Ленина 115	8,62	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	29,7327	-29,7221	4,681	4,681	289,37	124,01
ТК51	ТК29	120,79	0,25	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	434,4954	-434,1084	2,563	2,563	9082,6	3888,44
ТК43	ТК44	30,26	0,07	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	21,0253	-21,0183	1,649	1,649	1145,78	494,74
ТК42	ТК43	40,57	0,07	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	18,1385	-18,1291	1,423	1,423	1536,17	652,3
Победы 12 (Библиотека, Военкомат)	ТК41	24,19	0,04	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	7,9064	-7,8995	1,986	1,986	667,38	282,75
ТК35	Гараж сель. адм. (Ленина 92)	8,6	0,025	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,8599	-1,8592	1,275	1,275	201	87,33
у4	Дизельная	49,35	0,04	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	0,6349	-0,6344	0,159	0,159	1400,21	587,64
у4	Почта и Связьинформ	5,72	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	15,4173	-15,4113	2,427	2,427	191,15	81,96
у3	у4	32,85	0,08	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	16,0526	-16,0452	0,957	0,957	1349,04	576,99
ТК40	ТК29	55,28	0,25	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	287,0275	-286,7782	1,693	1,693	4152,31	1773,11
у3	Гараж Почты, РТПЦ	4,59	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	11,3208	-11,3168	1,782	1,782	153,7	66,03
ТК40	у3	36,67	0,08	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	27,3738	-27,3616	1,632	1,632	1483,23	645,39
ТК39	Казначейство (Ленина 107)	6,48	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	6,7284	-6,726	1,059	1,059	211,89	93,26
ТК39	ТК13	24,37	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	91,7554	-91,6673	1,52	1,52	1249,68	534,17
ТК38	ТК39	93,54	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	85,0231	-84,9453	1,408	1,408	4784,08	2045,55
ТК38	Кафе Виктория (Ленина 88)	22,42	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	4,9643	-4,9621	0,782	0,782	731,42	320,56
ТК41	ТК38	21,2	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	19,9108	-19,8937	0,33	0,33	1081,75	461,76
ТК35	Ленина 90	40,26	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	10,9863	-10,9804	1,73	1,73	1329,88	571,29
ТК37	ТК34	26,07	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	52,1332	-52,0944	0,863	0,863	1345,27	575,85
ТК37	Сельская администрация (Ленина 92)	28,51	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	4,0225	-4,0209	0,633	0,633	940,61	408,65
ТК36	ТК37	58,47	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	56,1582	-56,1128	0,93	0,93	3017,7	1293,08
ТК35	ТК36	11,12	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	56,1586	-56,1123	0,93	0,93	574,51	245,96
ТК31	ТК35	101,5	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	69,0091	-68,9477	1,143	1,143	5280,35	2247,42
ТК33	ТК34	55,69	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	52,1297	-52,0978	0,863	0,863	2870,27	1229,89
ТК32	ТК33	58,44	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	52,1287	-52,0989	1,969	1,969	2542,98	1089,68
ТК32	Ленина 94	40,74	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	5,2394	-5,2359	0,825	0,825	1342,03	571,06

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал обр.тр-да	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Скорость движения воды в подающем трубопроводе, м/с	Скорость движения воды в обратном трубопроводе, м/с	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч
ТК32	Старая школа (Пионерская 21)	9,79	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	44,14	-44,1157	1,667	1,667	425,94	182,72
ТК31	Ленина 113	20,58	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	37,2437	-37,231	1,407	1,407	904,08	392,2
ТК29	ТК31	43,24	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	106,2546	-106,1769	1,76	1,76	2238,62	964,06
ТК30	Победы 18	55,07	0,07	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	24,9702	-24,9586	1,959	1,959	2088,73	891,5
ТК30	Пионерская 67	46,28	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	16,2222	-16,2156	0,613	0,613	2047,9	882,49
ТК29	ТК30	11,33	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	41,1926	-41,174	1,556	1,556	495,32	214,87
ТК16	ТК17	22,29	0,15	НАДЗЕМН.	Минвата	101,9109	-101,8253	1,688	1,688	1489,1	1467,26
Котельная СЦТ "мкр. Совхозный"											
у2	у3	25,81	0,15	НАДЗЕМН.	Минвата	60,9842	-60,9359	1,01	1,01	1739,65	1697,19
у5	МКД (Совхозная 22а)	5,89	0,05	НАДЗЕМН.	Минвата	13,0126	-13,008	2,049	2,049	250,02	250,71
у7	у8	43,69	0,08	НАДЗЕМН.	Минвата	24,3049	-24,2837	1,449	1,449	2301,8	2201,07
у7	МКД (Совхозная 20)	23,64	0,05	НАДЗЕМН.	Минвата	8,7798	-8,7751	1,382	1,382	1002,68	984,77
у9	МКД (Совхозная 22)	30,11	0,05	НАДЗЕМН.	Минвата	5,7818	-5,777	0,91	0,91	1274,81	1211,77
у6	у7	53,23	0,08	НАДЗЕМН.	Минвата	33,0853	-33,0582	1,973	1,973	2806,29	2702,78
у3	у6	29,23	0,15	НАДЗЕМН.	Минвата	46,4137	-46,3779	0,769	0,769	1969,72	1913,16
у1	у2	16,08	0,15	НАДЗЕМН.	Минвата	87,0558	-86,9949	1,442	1,442	1083,93	1066,79
"мкр. Совхозный"	у1	25,15	0,15	НАДЗЕМН.	Минвата	97,7221	-97,6541	1,618	1,618	1695,56	1670,6
у5	МКД (Совхозная 22б)	70,37	0,08	НАДЗЕМН.	Минвата	13,058	-13,0519	0,779	0,779	3710,33	3733,93
у2	у5	27,85	0,08	НАДЗЕМН.	Минвата	26,0709	-26,0596	1,554	1,554	1469,07	1477,33
у6	Кунашакский ЦПД	29,88	0,05	НАДЗЕМН.	Минвата	13,3272	-13,3209	2,098	2,098	1268,2	1255,08
у1	МКД (Совхозная 22в)	47,61	0,05	НАДЗЕМН.	Минвата	10,6652	-10,6603	1,679	1,679	2022,04	2006,45
у9	Совхозная 16	72,49	0,05	НАДЗЕМН.	Минвата	4,6404	-4,6352	0,731	0,731	3069,11	2841,45
у9	МКД (Совхозная 24)	29,97	0,05	НАДЗЕМН.	Минвата	5,787	-5,7823	0,911	0,911	1268,88	1206,25
у8	у9	41,05	0,08	НАДЗЕМН.	Минвата	16,2096	-16,194	0,966	0,966	2161,09	2042,33
у8	МКД (Совхозная 18)	5,31	0,05	НАДЗЕМН.	Минвата	8,0947	-8,0902	1,274	1,274	225,05	220,04
у4	Магазин	23,38	0,05	НАДЗЕМН.	Минвата	3,0206	-3,0193	0,476	0,476	987,38	984,53
у4	ФМС (Ленина 203)	6,07	0,05	НАДЗЕМН.	Минвата	11,5466	-11,542	1,818	1,818	256,35	255,7
у3	у4	186,02	0,08	НАДЗЕМН.	Минвата	14,5693	-14,5591	0,869	0,869	9810,25	9779,72

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал обр.тр-да	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Скорость движения воды в подающем трубопроводе, м/с	Скорость движения воды в обратном трубопроводе, м/с	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч
Котельная СЦТ "Лесной"											
TK5	TK3	10,54	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	99,8096	-99,7287	1,653	1,653	550,75	236,03
TK23	TK24	39,08	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	38,3781	-38,3439	0,636	0,636	2036,48	872,39
TK23	Центральная 8	5,34	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,2614	-1,2609	0,199	0,199	178,11	76,94
TK25	TK26	40,67	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	16,3934	-16,3808	0,619	0,619	1788,19	766,1
TK22	TK23	51,46	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	39,6416	-39,6026	0,656	0,656	2688,77	1149,26
TK22	Центральная 27	9,33	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	10,0027	-9,9988	1,575	1,575	312,03	134,5
TK22	Центральная 28	17,78	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	9,4944	-9,4905	1,495	1,495	594,62	255,8
TK5	у2	32,99	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	27,8825	-27,8617	1,053	1,053	1458,44	623,34
TK19	TK5	50,74	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	71,925	-71,8691	1,191	1,191	2651,27	1137,25
TK19	Молодёжная 29	14,72	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	11,4738	-11,4692	1,806	1,806	492,74	211,96
TK22	TK19	44,28	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	59,1387	-59,0919	0,979	0,979	2315,75	991,55
TK38	TK39	25,42	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата						
TK39	TK40	43,6	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата						
TK40	TK40/1	19,15	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата						
TK40/1	TK41	18,02	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата						
у1	Центральная 18	40,98	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,9143	-1,9131	0,301	0,301	1359,14	579,54
TK34	TK35	11,07	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	6,9556	-6,9505	0,263	0,263	486,73	208,43
TK35	Цветочная 17	5,36	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,1692	-1,1687	0,184	0,184	178,15	76,58
TK34	Цветочная 15	15,02	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,943	-1,9421	0,306	0,306	499,61	214,49
TK26	Центральная 4	28,36	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,2101	-1,2094	0,191	0,191	943	404,29
"Лесной"	TK1	7,77	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	99,8117	-99,7267	1,653	1,653	406,03	174,01
TK35	TK36	37,71	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	5,7862	-5,782	0,219	0,219	1656,71	708,85
TK34	Центральная 16	36,15	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,9309	-1,9299	0,304	0,304	1202,47	514,06
TK33	Цветочная 14	33,84	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,1787	-1,1779	0,186	0,186	1126,9	480,71
TK31	Центральная 10	32,75	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,984	-1,9829	0,312	0,312	1092,6	468,09
TK36	у1	3,31	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	3,85	-3,8481	0,606	0,606	109,83	47,05
TK36	Центральная 19	16,63	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,9355	-1,9346	0,305	0,305	551,81	236,45
TK36	TK38	25,52	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата						

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал обр.тр-да	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Скорость движения воды в подающем трубопроводе, м/с	Скорость движения воды в обратном трубопроводе, м/с	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч
ТК33	ТК34	46,9	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	10,8303	-10,8216	0,409	0,409	2064,47	883,77
ТК33	Цветочная 13	15,71	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,9623	-1,9614	0,309	0,309	523,16	224,86
ТК32	Цветочная 12	5,48	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,9852	-1,9844	0,313	0,313	182,67	78,68
ТК31	ТК32	16,6	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	15,9572	-15,9445	0,603	0,603	732,04	313,48
ТК31	Центральная 11	15	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,9944	-1,9935	0,314	0,314	500,43	215,14
ТК30	ТК31	37,64	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	19,9363	-19,9202	0,753	0,753	1661,17	711,38
ТК15		5,32	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,5683	-1,5677	0,247	0,247	176,84	75,76
ТК14		6,41	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,9669	-1,966	0,31	0,31	213,84	91,76
Молодёжная 34	ТК7	28,5	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	9,9989	-9,9944	1,574	1,574	949,91	407,85
у3	Молодёжная 35	2,89	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,3105	-1,31	0,206	0,206	96,69	41,43
ТК32	ТК33	24,41	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	13,9718	-13,9604	0,528	0,528	1075,57	460,5
ТК7	ТК8	49,67	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	16,3475	-16,3349	0,617	0,617	2188,31	936,21
ТК7/1	ТК7	5,34	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	26,3467	-26,3291	0,995	0,995	235,27	100,83
ТК6/1	Молодёжная 31	8,55	0,04	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,5345	-1,534	0,385	0,385	242,13	103,72
у2	ТК6/1	13,65	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,5346	-1,5339	0,242	0,242	455,28	196,54
у2	ТК6	8,6	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	26,3473	-26,3284	0,995	0,995	379,16	162,41
ТК8	ТК10	49,75	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	16,3466	-16,3358	0,617	0,617	2188,02	937,32
ТК18	Ключевая, 2 (д/с "Тополёк")	13,81	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	4,7742	-4,772	0,752	0,752	457,62	196,06
ТК12	Молодёжная 33	5,06	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	8,0356	-8,0318	1,265	1,265	168,12	72,05
ТК11	ТК12	29,92	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	8,0357	-8,0317	1,265	1,265	994,51	426,05
ТК3	ТК1	30,24	0,15	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	99,8101	-99,7283	1,653	1,653	1580,21	677,2
ТК6	ТК7/1	27,45	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	26,3472	-26,3286	0,995	0,995	1209,58	518,31
ТК19	у3	29,18	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,3106	-1,3099	0,206	0,206	976,77	418,39
ТК30	Цветочная 9	14,51	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	2,0461	-2,0453	0,322	0,322	484,46	208,49
ТК24	ТК30	16,07	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	21,9827	-21,9652	0,83	0,83	708,19	303,95
ТК26	Молодёжная 36	13,93	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,2119	-1,2114	0,191	0,191	463,19	199,46
ТК26	ТК27	40,82	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	13,9706	-13,9608	0,528	0,528	1794,15	768,01
ТК24	ТК25	22,83	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	16,3938	-16,3803	0,619	0,619	1006,1	430,2
ТК27	Центральная 3	19,93	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	2,3737	-2,3726	0,374	0,374	661,91	285,11

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал обр.тр-да	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Скорость движения воды в подающем трубопроводе, м/с	Скорость движения воды в обратном трубопроводе, м/с	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч
TK28	Цветочная 1	23,06	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	2,3494	-2,3483	0,37	0,37	764,58	329,1
TK27	TK28	37,24	0,1	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	11,5961	-11,5889	0,438	0,438	1634,86	699,48
TK28	TK29	22,71	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	9,246	-9,2413	1,456	1,456	752,97	322,17
TK29	Центральная 2	7,6	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	9,2459	-9,2414	1,456	1,456	251,57	107,81
TK17	TK18	26,81	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	4,7743	-4,7719	0,752	0,752	888,94	380,75
TK16	TK17	13,47	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	4,7744	-4,7718	0,752	0,752	446,76	191,41
TK13	TK16	24,74	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	4,7745	-4,7717	0,752	0,752	822,98	351,67
TK14	TK15	21,74	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,5684	-1,5676	0,247	0,247	725,24	309,71
TK13	TK14	12,41	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	3,5353	-3,5336	0,557	0,557	412,82	177,43
TK10	TK13	17,43	0,07	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	8,31	-8,3051	0,652	0,652	655,19	280,86
TK10	TK11	4,43	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	8,0357	-8,0316	1,265	1,265	147,33	63,11
y1	Центральная 20	3,14	0,05	ПОДЗЕМ.КАН.	Минвата	1,9357	-1,935	0,305	0,305	104,14	44,75

Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.

Часть 4.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки.

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей до 2030г. приведены в таблицах 64-67.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки до 2030г. составлены с учётом положений Главы 5, предложений, проектов (мероприятий) по развитию системы теплоснабжения поселения предусмотренных Главами 7 и 8, в том числе с учётом перевода индивидуального жилищного фонда и жилищного фонда блокированной застройки на децентрализованное теплоснабжение.

Часть 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

Для новой средней школы по адресу: с. Кунашак, ул. Челябинская, 3 построена новая автоматическая газовая котельная мощностью 1,289Гкал/ч. Гидравлический расчёт не требуется, все расчёты выполнены на этапе разработки рабочего проекта.

Для двух перспективных МКД в микрорайоне «Совхозный» с. Кунашак планируется установка блочно-модульной котельной. Гидравлический расчёт не требуется, все расчёты выполнены на этапе разработки рабочего проекта.

Результаты поверочного гидравлического расчёта и краткие оценочные выводы по текущему гидравлическому режиму сетей теплоснабжения приведены в части 3.12.

В соответствии с выданными техническими условиями (см. табл. 48), прирост тепловых нагрузок ожидается к 2025г. в зонах действия СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2». Основные параметры подключаемых к СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» объектов приведены в таблице 48.

Фрагменты схем сетей теплоснабжения в местах присоединения к СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» новых объектов представлены на рисунках 27 и 30, соответственно. Местоположения перспективных объектов указано приблизительно, так как проекты планировки и межевания соответствующих территорий не предоставлены. Диаметры трубопроводов и топология перспективных сетей теплоснабжения для подключения новых объектов к СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» определены предварительно и подлежат уточнению на этапе проектирования.

Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» выполнен с использованием программно-расчётного комплекса «ZuluThermo» ГИС Zulu 8.0 в разработанной электронной модели (ЭМ) Кунашакского СП без учёта установленных балансировочных устройств (шайб). Все выводы сделанные ниже носят предварительный

оценочный характер, так как гидравлический расчёт передачи теплоносителя выполнялся с использованием «неоткалиброванной» ЭМ системы теплоснабжения Кунашакского СП.

4.2.1 Гидравлический расчет передачи теплоносителя СЦТ «мкр. №1» с учётом подключения двух перспективных МКД по ул. Лесная и ул. Октябрьская, 11А.

Результат гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №1» с учётом подключения двух МКД по ул. Лесная и ул. Октябрьская, 11А представлен в таблице 62.

Пьезометрические графики по результатам гидравлического расчёта передачи теплоносителя до двух перспективных МКД по ул. Лесная и МКД по ул. Октябрьская, 11А представлены на рисунках 28 и 29, соответственно.

Предварительный (оценочный) вывод:

- Реконструкция существующих сетей теплоснабжения для подключения к СЦТ «мкр. №1» двух МКД по ул. Лесная и ул. Октябрьская, 11А не требуется.
- Уменьшение диаметра магистрального трубопровода по ул. Свердлова с Ду300 до Ду200 обеспечивает удовлетворительное качество теплоснабжения потребителей.

Таблица 62 Результаты гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №1» с учётом подключения двух МКД по ул. Лесная и ул. Октябрьская, 11А.

Источник ID=2429 "мкр. №1":

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	3.565, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	3.114, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.079, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.20316, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.12583, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.01315, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.01205, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплopotребления	0.01714, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	438.485, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	437.979, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.506, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	431.736, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	6.602, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.14730, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.14730, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплopotребления	0.21189, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	77.480, м
Давление в обратном трубопроводе	33.480, м
Располагаемый напор	44.000, м
Температура в подающем трубопроводе	95.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	86.966, °C
Суммарные затраты на тепловую энергию	0.000 руб/час
Затраты на тепловые потери в трубопроводах	0.000 руб/час

Расчет окончен!

Время - 00:00:02

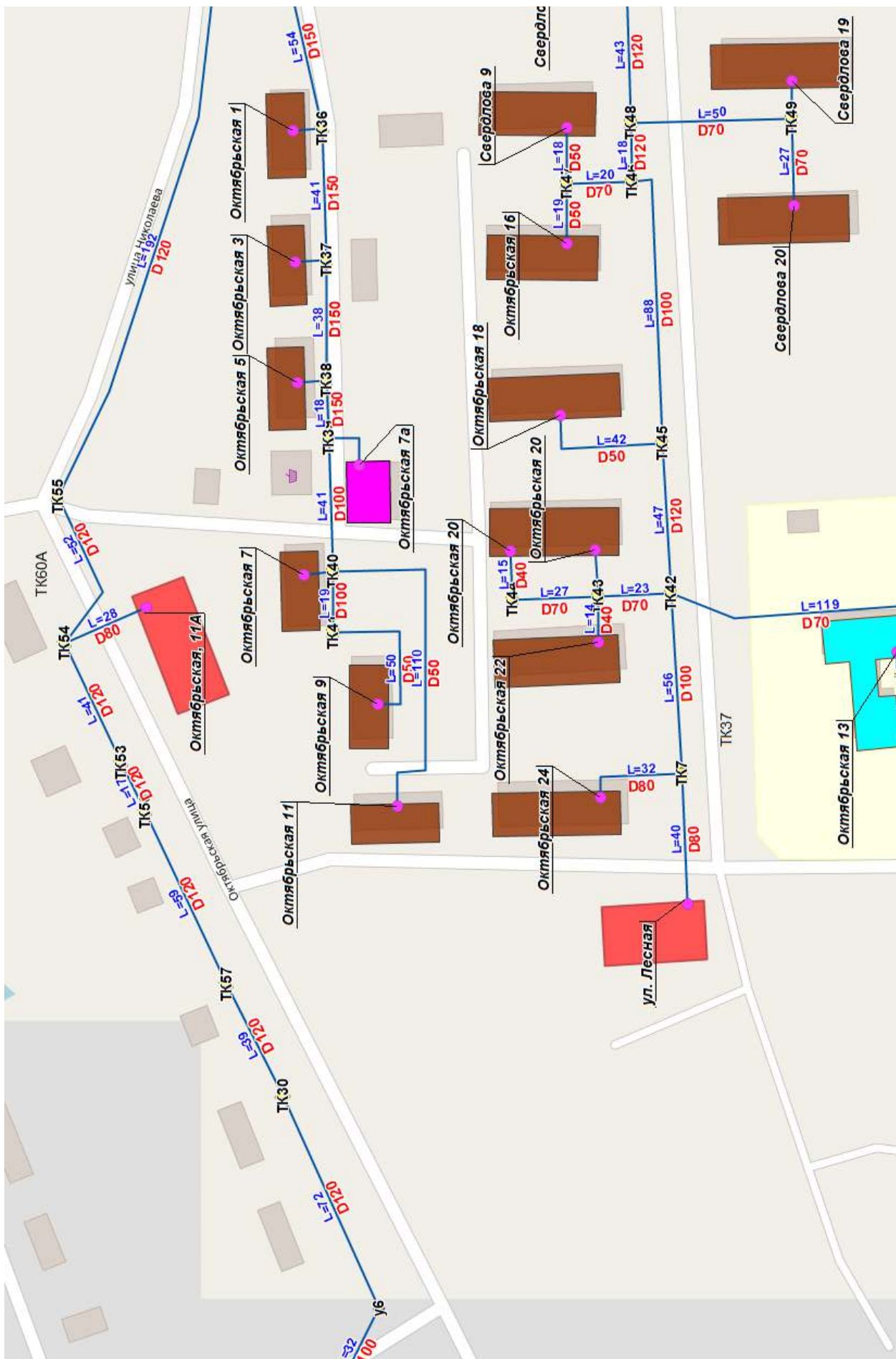


Рисунок 27 Фрагмент схемы сети теплоснабжения в месте присоединения к СЦТ «мкр. №1» новых объектов.

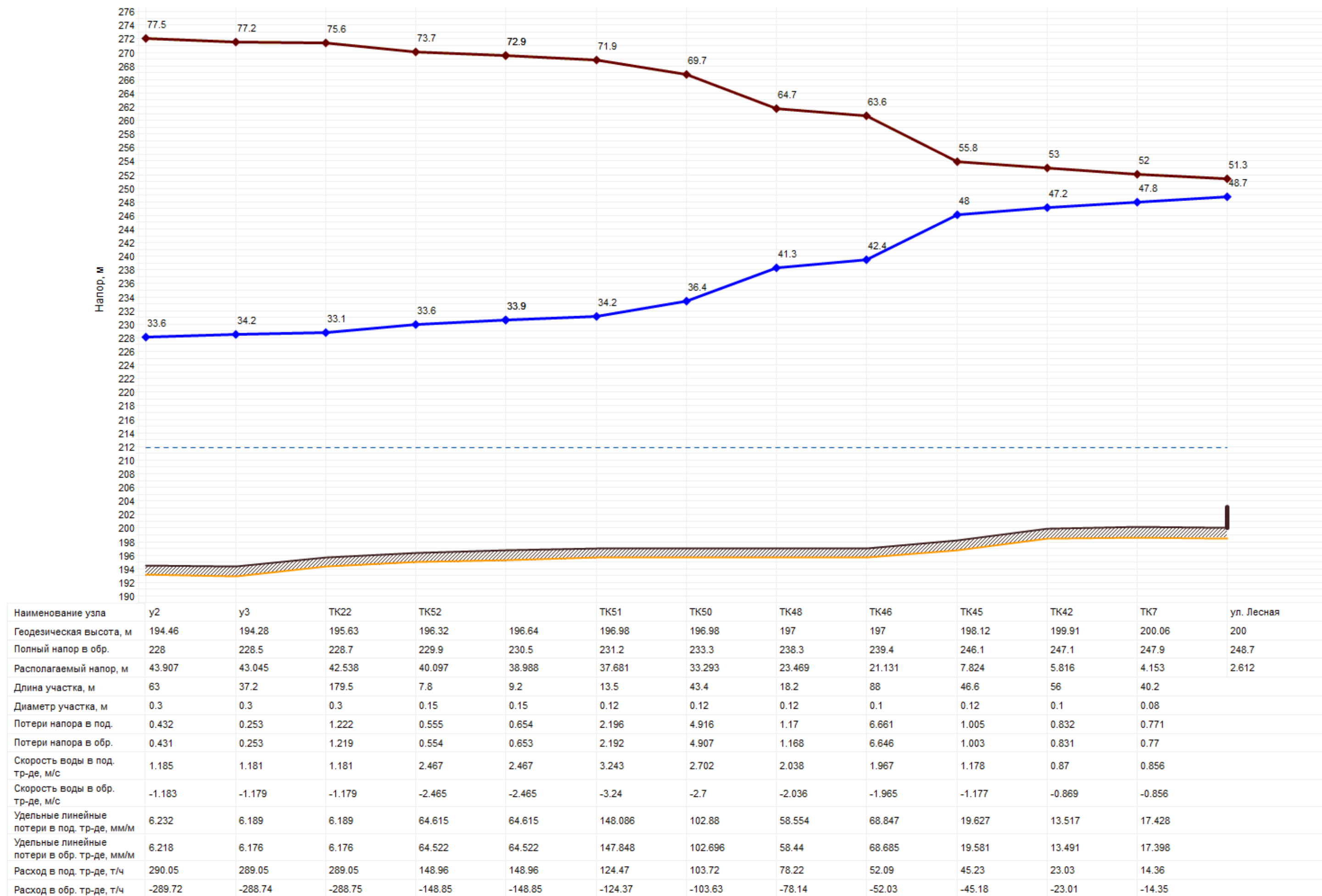


Рисунок 28 Пьезометрический график по результатам гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №1» от котельной №1 до перспективного МКД по ул. Лесная.

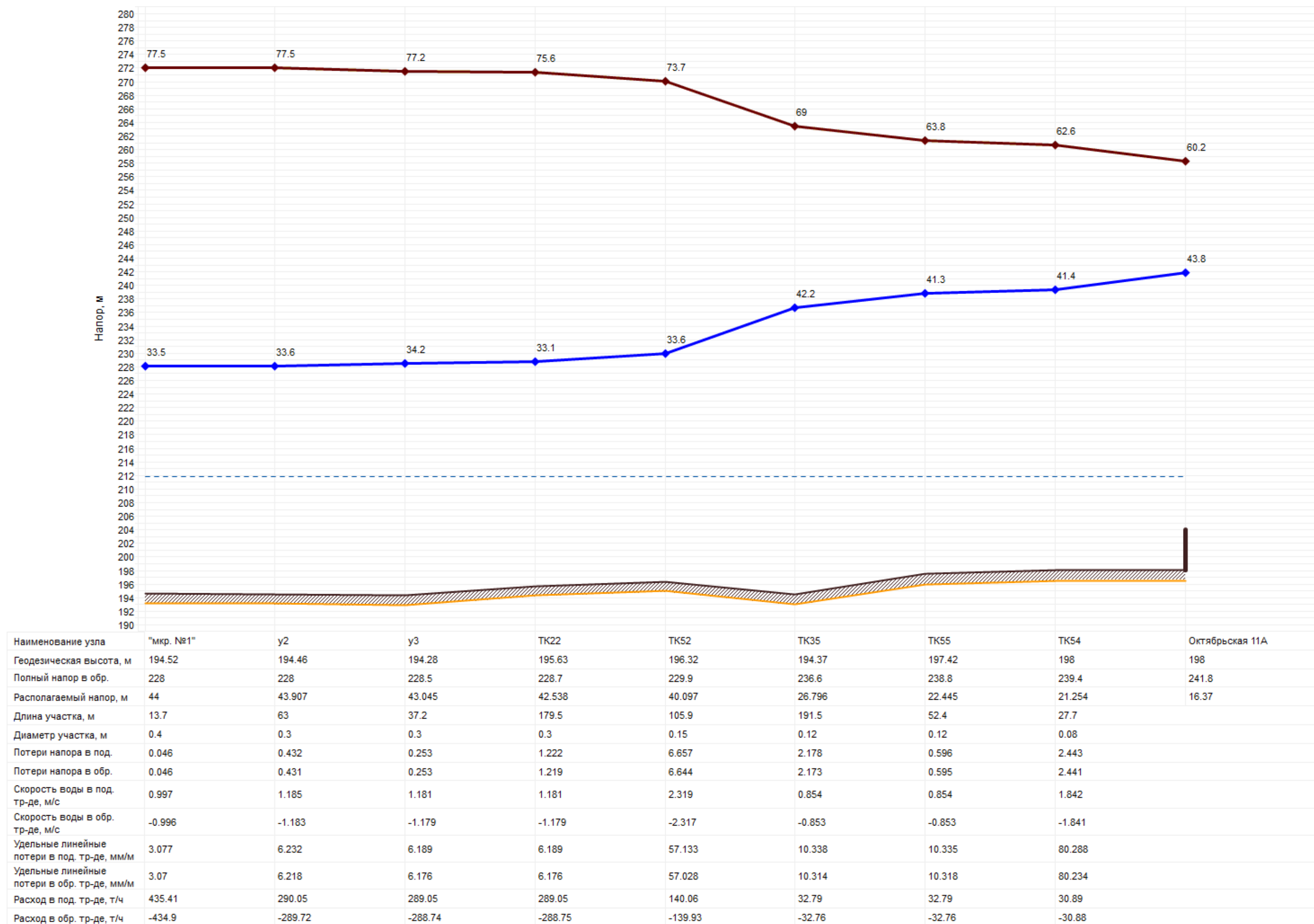


Рисунок 29 Пьезометрический график по результатам гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №1» от котельной №1 до перспективного МКД по ул. Октябрьская, 11.

4.2.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя СЦТ «мкр. №2» с учётом подключения перспективного объекта «Ледовая арена».

Пьезометрический графики по результатам гидравлического расчёта передачи теплоносителя до перспективного объекта «Ледовая арена» представлен на рис. 31.

Результат гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №1» с учётом подключения объекта «Ледовая арена» представлен в таблице 63.

Предварительный (оценочный) вывод:

- Реконструкция существующих сетей теплоснабжения для подключения к СЦТ «мкр. №2» перспективного объекта «Ледовая арена» не требуется.

Таблица 63 Результаты гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №2» с учётом подключения перспективного объекта «Ледовая арена».

Источник ID=2399 "мкр. №2":

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	5.001, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	4.636, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.070, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.16828, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.08259, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.00964, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.00865, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплopotребления	0.02529, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	638.263, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	637.731, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.532, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	636.630, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	1.526, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.10782, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.10782, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплopotребления	0.31641, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	65.090, м
Давление в обратном трубопроводе	25.090, м
Располагаемый напор	40.000, м
Температура в подающем трубопроводе	95.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	87.234, °C
Суммарные затраты на тепловую энергию	0.000 руб/час
Затраты на тепловые потери в трубопроводах	0.000 руб/час

Расчет окончен!

Время - 00:00:02

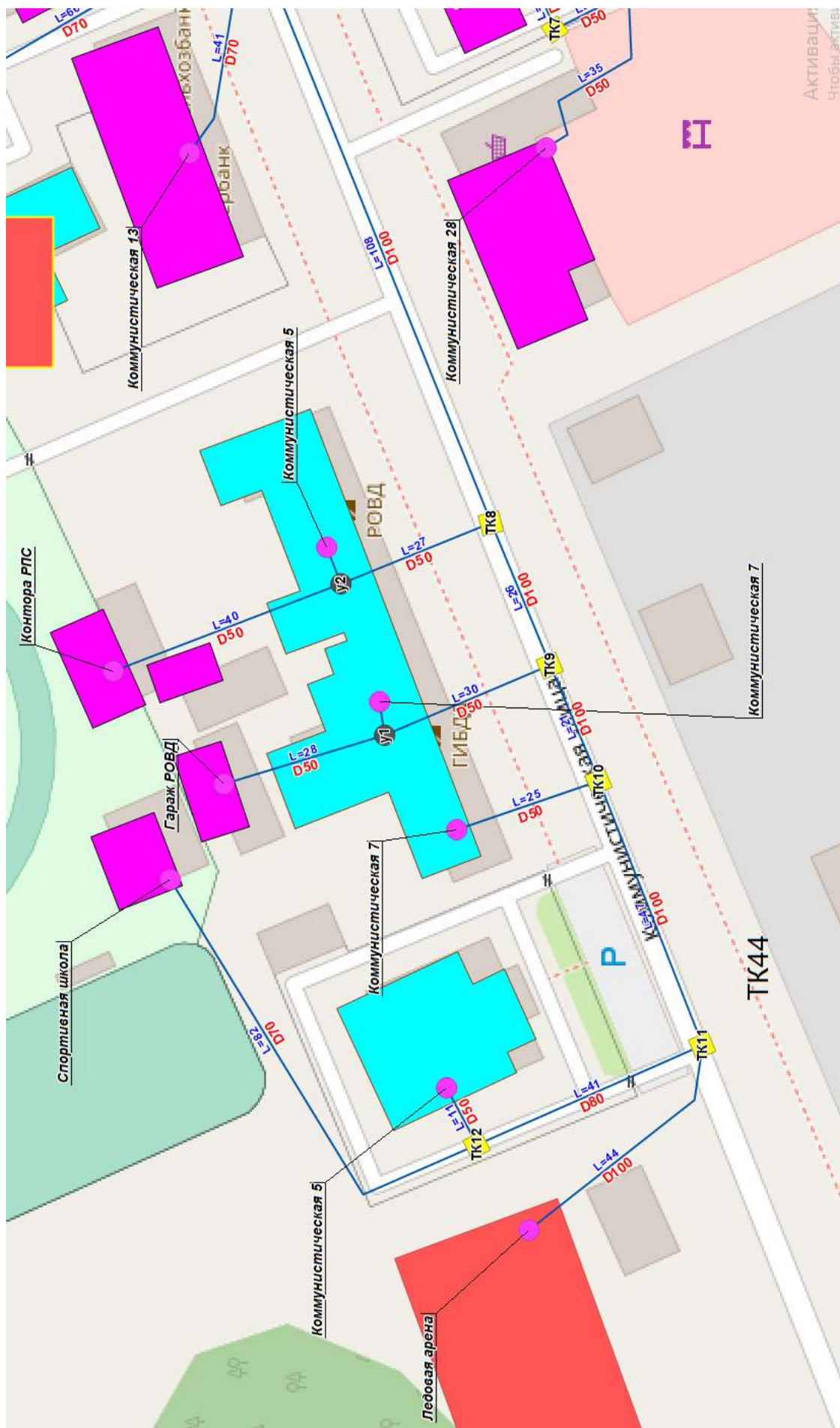


Рисунок 30 Фрагмент схемы сети теплоснабжения в месте присоединения к СЦТ «мкр. №2» перспективного объекта «Ледовая арена».

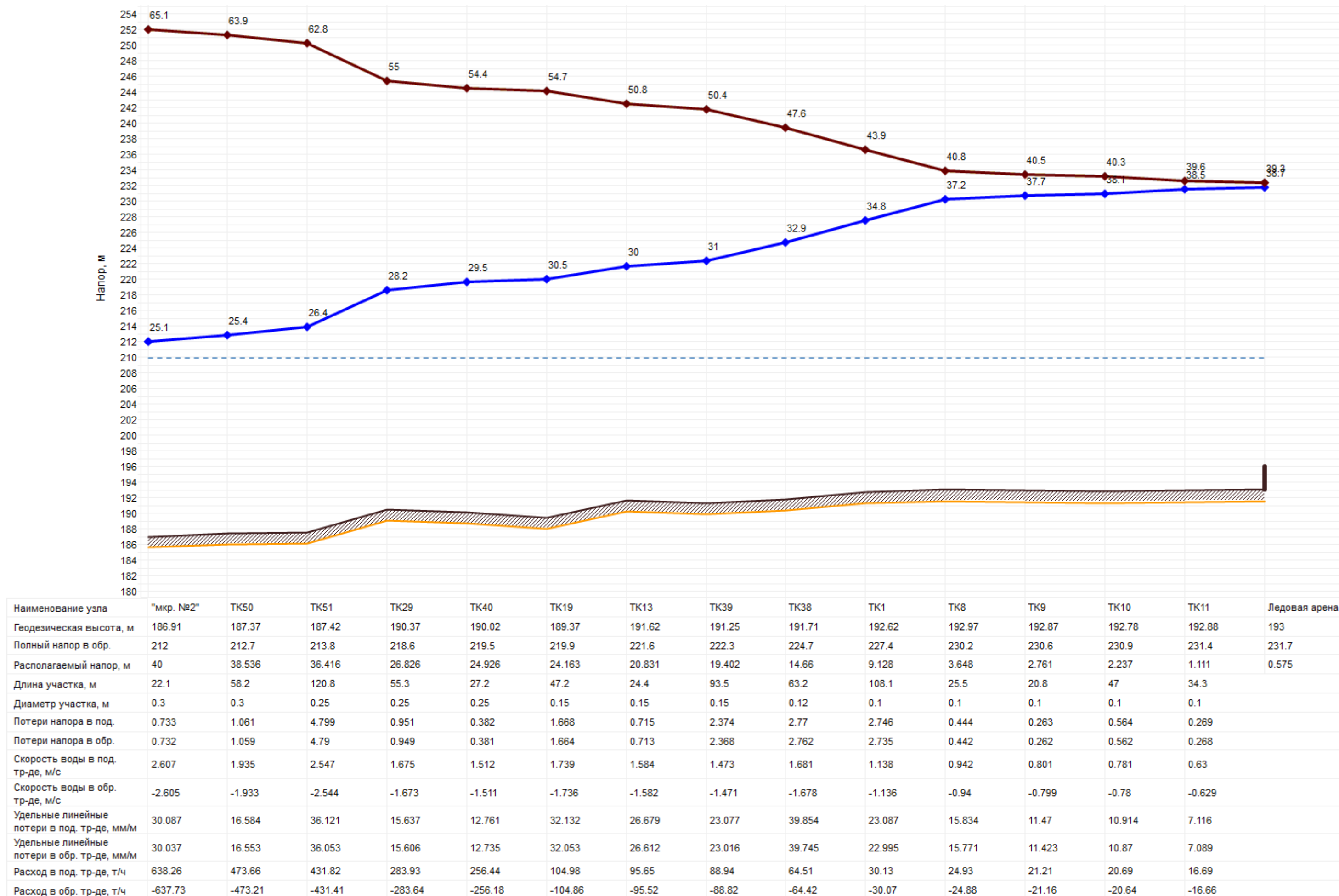


Рисунок 31 Пьезометрический график по результатам гидравлического расчёта СЦТ «мкр. №2» от котельной №2 до перспективного объекта «Ледовая арена».

Часть 4.3 Выводы о резервах (дефицитах) мощности в существующих системах теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.

Динамика численных показателей по резервам (дефицитам) существующих систем теплоснабжения до 2030 отражены в таблицах 64-67.

Дефицит тепловой мощности «нетто» имеется на котельной СЦТ «Лесной». Дефицит мощности на котельной СЦТ «Лесной» будет нивелироваться за счёт отключения от СЦТ индивидуального жилищного фонда и одноэтажного жилищного фонда блокированной застройки. После установки узлов учёта тепловой энергии у потребителей рассчитанный дефицит мощности на котельной СЦТ «Лесной» может снизиться до реального нуля.

Часть 4.4 Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

Изменения перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, произошли только в отношении СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №1» в связи со строительством до 2025г. объекта «Ледовая арена» и двух МКД по ул. Лесная и ул. Октябрьская, 11А.

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей до 2030г. приведены в таблицах 64-67.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 64 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «мкр. №1».

№пп	Показатели баланса тепловой мощности	Ед. изм.	Формула для расчёта	2023	2024	2025	2026	2027	2030
1	УТМ	ГКал/час		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
2	Средневзвешенный срок службы котлов (по РТМ)	лет	$\frac{\sum \text{срок службы} \cdot \text{РТМ}}{\sum \text{РТМ}}$	16	17	18	19	20	23
3	РТМ	ГКал/час		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
4	Потери УТМ	%	$((\text{п1}-\text{п3})/\text{п1}) \times 100$	0	0	0	0	0	0
5	Собственные нужды	ГКал/час		0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171
6	Хозяйственные нужды	ГКал/час							
7	РТМ на коллекторах котельной	ГКал/час	п3-п5-п6	7,829	7,829	7,829	7,829	7,829	7,829
8	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	ГКал/час		0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330
9	РТМ на стороне потребителя	ГКал/час	п7-п8	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499
10	Присоединенная расчётная тепловая нагрузка	ГКал/час	п10.1+п10.2+п10.3	3,060	3,060	3,425	3,413	3,400	3,400
10.1	отопление и вентиляция	ГКал/час		3,060	3,060	3,345	3,333	3,320	3,320
10.2	на нужды ГВС (ср. в сут. макс. потребл.)	ГКал/час		0,000	0,000	0,080	0,080	0,080	0,080
10.3	технология	ГКал/час		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резервы (+)/дефициты (-) по РТМ без учёта требований п. 4.14 в [14]	ГКал/час	п3-п13	4,439	4,439	4,154	4,166	4,178	4,178
12	Необходимая РТМ	ГКал/час		3,561	3,561	3,846	3,834	3,822	3,822
Примечание				Предложений по изменению УТМ нет.					

Таблица 65 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «мкр. №2».

№пп	Показатели баланса тепловой мощности	Ед. изм.	Формула для расчёта	2023	2024	2025	2026	2027	2030
1	УТМ	ГКал/час		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
2	Средневзвешенный срок службы котлов (по РТМ)	лет	$\frac{\sum \text{срок службы} \cdot \text{РТМ}}{\sum \text{РТМ}}$	13,5	14,5	15,5	16,5	0	3
3	РТМ	ГКал/час		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
4	Потери УТМ	%	$((\text{п1}-\text{п3})/\text{п1}) \times 100$	0	0	0	0	0	0
5	Собственные нужды	ГКал/час		0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176
6	Хозяйственные нужды	ГКал/час							
7	РТМ на коллекторах котельной	ГКал/час	п3-п5-п6	7,824	7,824	7,824	7,824	7,824	7,824
8	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	ГКал/час		0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130
9	РТМ на стороне потребителя	ГКал/час	п7-п8	7,694	7,694	7,694	7,694	7,694	7,694
10	Присоединенная расчётная тепловая нагрузка	ГКал/час	п10.1+п10.2+п10.3	4,820	4,820	5,350	5,350	5,350	5,350
10.1	отопление и вентиляция	ГКал/час		4,820	4,820	5,224	5,224	5,224	5,224
10.2	на нужды ГВС (ср. в сут. макс. потребл.)	ГКал/час		0,000	0,000	0,043	0,043	0,043	0,043
10.3	технология	ГКал/час		0,000	0,000	0,083	0,083	0,083	0,083
11	Резервы (+)/дефициты (-) по РТМ без учёта требований п. 4.14 в [14]	ГКал/час	п3-п13	2,874	2,874	2,470	2,470	2,470	2,470
12	Необходимая РТМ	ГКал/час		5,126	5,126	5,530	5,530	5,530	5,530
Примечание				Замена трёх котлов в период с 2025 по 2027гг.					

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 66 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «мкр. Совхозный».

№пп	Показатели баланса тепловой мощности	Ед. изм.	Формула для расчёта	2023	2024	2025	2026	2027	2030
1	УТМ	ГКал/час		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
2	Средневзвешенный срок службы котлов (по РТМ)	лет	$\frac{\sum \text{срок службы} \cdot \text{РТМ}}{\sum \text{РТМ}}$	9	10	11	12	13	16
3	РТМ	ГКал/час		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
4	Потери УТМ	%	$((\text{п1}-\text{п3})/\text{п1}) \times 100$	0	0	0	0	0	0
5	Собственные нужды	ГКал/час		0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
6	Хозяйственные нужды	ГКал/час							
7	РТМ на коллекторах котельной	ГКал/час	п3-п5-п6	1,281	1,281	1,281	1,281	1,281	1,281
8	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	ГКал/час		0,140	0,140	0,140	0,140	0,140	0,140
9	РТМ на стороне потребителя	ГКал/час	п7-п8	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141	1,141
10	Присоединенная расчётная тепловая нагрузка	ГКал/час	п10.1+п10.2+п10.3	0,899	0,899	0,899	0,899	0,899	0,899
10.1	отопление и вентиляция	ГКал/час		0,899	0,899	0,899	0,899	0,899	0,899
10.2	на нужды ГВС (ср. в сут. макс. потребл.)	ГКал/час		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10.3	технология	ГКал/час		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резервы (+)/дефициты (-) по РТМ без учёта требований п. 4.14 в [14]	ГКал/час	п3-п13	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242
12	Необходимая РТМ	ГКал/час		1,065	1,065	1,065	1,065	1,065	1,065
Примечание				Предложений по изменению УТМ нет.					

Таблица 67 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «Лесной».

№пп	Показатели баланса тепловой мощности	Ед. изм.	Формула для расчёта	2023	2024	2025	2026	2027	2030
1	УТМ	ГКал/час		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
2	Средневзвешенный срок службы котлов (по РТМ)	лет	$\frac{\sum \text{срок службы} \cdot \text{РТМ}}{\sum \text{РТМ}}$	10	11	12	13	14	17
3	РТМ	ГКал/час		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
4	Потери УТМ	%	$((\text{п1}-\text{п3})/\text{п1}) \times 100$	0	0	0	0	0	0
5	Собственные нужды	ГКал/час		0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028
6	Хозяйственные нужды	ГКал/час							
7	РТМ на коллекторах котельной	ГКал/час	п3-п5-п6	1,348	1,348	1,348	1,348	1,348	1,348
8	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	ГКал/час		0,230	0,230	0,230	0,230	0,155	0,098
9	РТМ на стороне потребителя	ГКал/час	п7-п8	1,119	1,119	1,119	1,119	1,193	1,251
10	Присоединенная расчётная тепловая нагрузка	ГКал/час	п10.1+п10.2+п10.3	1,622	1,572	1,522	1,472	1,422	1,172
10.1	отопление и вентиляция	ГКал/час		1,622	1,572	1,522	1,472	1,422	1,172
10.2	на нужды ГВС (ср. в сут. макс. потребл.)	ГКал/час		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10.3	технология	ГКал/час		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
11	Резервы (+)/дефициты (-) по РТМ без учёта требований п. 4.14 в [14]	ГКал/час	п3-п13	-0,503	-0,453	-0,403	-0,353	-0,229	0,079
12	Необходимая РТМ	ГКал/час		1,879	1,829	1,779	1,729	1,605	1,297
Примечание				Предложений по изменению УТМ нет.					

Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения.

Часть 5.1 Основные принципы развития систем теплоснабжения Кунашакского СП.

При развитии системы теплоснабжения Кунашакского СП следует придерживаться следующих принципов:

1. приоритетное использование природного газа в качестве основного топлива для существующих, реконструируемых и перспективных источников тепловой энергии;
2. использование индивидуального (автономного) теплоснабжения для индивидуальных жилых домов, жилых домов блокированной застройки и одиночных удалённых потребителей;
3. размещение источников тепловой энергии как можно ближе к потребителям;
4. разумное повышение коэффициента использования установленной мощности основного теплотехнического оборудования;
5. автоматизация, роботизация и диспетчеризация котельных (создание единого диспетчерского центра для дистанционного мониторинга работы объектов коммунальной инфраструктуры);
6. использование наилучших доступных технологий;
7. внедрение оборудования с высоким классом энергоэффективности;
8. приоритетное внедрение мероприятий с малым сроком окупаемости.

Часть 5.2 Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения.

В соответствии с п. 100 в [2]: описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения осуществляется в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной схеме теплоснабжения с учетом предложений заинтересованных сторон.

Схема теплоснабжения Кунашакского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2030г. разработана в 2020г. и утверждена Решением Собрания депутатов Кунашакского района Челябинской области от 08.12.2020г. №80.

Актуализированная на 2023г. схема теплоснабжения утверждена Постановлением Администрации Кунашакского района Челябинской области от 24.10.2022г. №1536.

Для систем теплоснабжения Кунашакского СП на данном этапе рассмотрен один вариант их перспективного развития. Принципиальных изменений при актуализации схемы теплоснабжения на 2024г. относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения Кунашакского СП нет.

Предложения по величине УТМ котельных СЦТ Кунашакского СП необходимой к 2030г. на основании данных таблиц 64-67 представлены в таблице 71.

В рамках перспективного развития систем теплоснабжения Кунашакского СП предлагается:

- Установка (строительство) блочно-модульной котельной для двух перспективных МКД в микрорайоне «Совхозный» в с. Кунашак.
- Реконструкция насосной группы котельной №1 (СЦТ «мкр. №1») в с. Кунашак в 2023г.
- Реконструкция насосной группы котельной №2 (СЦТ «мкр. №2») в с. Кунашак в 2024-2025гг.

- Техническое перевооружение котельной №2 (СЦТ «мкр. №2») в с. Кунашак, с заменой 4-ёх котлов в 2024-2025гг.
- Реконструкция магистрального участка тепловой сети по ул. Свердлова в с. Кунашак (СЦТ «мкр. №1») в 2023-2027гг.
- Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной».
- Перевод потребителей (индивидуального жилищного фонда, одноэтажных домов блокированной застройки и одиночных обособленных потребителей) расположенных в зонах с низкой плотностью тепловых нагрузок (менее 0,01Гкал/ч на га) на индивидуальное теплоснабжение.

Администрациям Кунашакского СП и Кунашакского МР рекомендуется изучить мнение жителей на предложение по организации централизованного ГВС для МКД в с. Кунашак и п. Лесной на перспективу 2025-2030гг. При очередной актуализации схемы теплоснабжения предложения по строительству системы централизованного ГВС могут быть включены в перечень проектов схемы теплоснабжения с указанием сроков реализации.

Часть 5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения.

Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения выполняется путём сопоставления капитальных и эксплуатационных затрат по каждому предложенному варианту.

Технико-экономическое обоснование вариантов перспективного развития системы теплоснабжения выполняется при наличии предложений (см. п. 100 в [2]):

- направленных на реконструкцию и (или) модернизацию котельных с увеличением зоны их действия;
- по строительству источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (в случае отсутствия объекта строительства в утвержденной схеме и программе развития Единой энергетической системы России);
- по переоборудованию котельной в источник тепловой энергии, функционирующий в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электрической энергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.

На перспективу до 2030г. ни одно из вышеперечисленных предложений для СЦТ Кунашакского СП не рассматриваются. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития СЦТ Кунашакского СП не требуется.

Часть 5.4 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей.

Для систем теплоснабжения Кунашакского СП на данном этапе рассмотрен один вариант их перспективного развития.

Анализ ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения выполнен в главе 14.

Часть 5.5 Описание изменений в мастер – плане развития систем теплоснабжения поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

Существенных изменений в мастер – плане развития систем теплоснабжения Кунашакского СП за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения нет. Все изменения связаны только со сроками реализации предлагаемых мероприятий.

Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.

Часть 6.1 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя определена в соответствии с указаниями Приказа Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 года № 325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии»: нормативные утечки теплоносителя составляют 0,25% от ёмкости системы теплоснабжения в час. В соответствии с указаниями п. 6.16 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»: объём перспективных систем теплоснабжения ($V_{тс}$) принимаем равным 65 м³ на 1МВт (или 75,6м³ на 1Гкал/ч) расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения.

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя по каждой СЦТ приведена в таблице 68 (стр. 3).

Часть 6.2 Сведения о наличии баков-аккумуляторов.

Сведения о наличии баков-аккумуляторов и об их параметрах приведены в таблице 6. Водоснабжение котельных должно осуществляться в соответствии с требованиями раздела 18 в [15]. Для котельных первой и второй категорий должно быть предусмотрено два ввода водопровода и (или) создан нормативный запас воды.

Часть 6.3 Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.

Максимальный часовой расход подпиточной воды (G) для закрытых систем теплоснабжения определяем в соответствии с п. 6.16 в [14] по формуле:

$$G=0,0025 \cdot V_{тс} + G_{м}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

где $G_{м}$ – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру участка тепловой сети (см. таблицу 3 в [14]), м³/ч

Сведения о фактическом часовом расходе подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии за 2019, 2020, 2021 и 2022гг. а также нормативный часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии приведён в таблице 38.

В соответствии с п. 6.22 в [14] 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 объёма воды в тепловой сети и присоединённых системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем ГВС, присоединённых через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями.

Часть 6.4 Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития систем теплоснабжения приведён в таблице 68.

Таблица 68 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя тепло потребляющими установками потребителей.

№пп	Показатели баланса производительности ВПУ	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2030
	СЦТ «мкр. №1»							
1	присоединённая нагрузка	Гкал/ч	3,06	3,06	3,35	3,33	3,32	3,32
2	объём системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	231	231	253	252	251	251
3	нормативные утечки	м. куб./ч	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
4	нормативный объём годовой подпитки	тыс/м. куб./год	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73
5	максимальная производительность ВПУ (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
6	аварийная подпитка "сырой" водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	4,63	4,63	5,06	5,04	5,02	5,02
7	нужды ГВС	тыс/м. куб./год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Примечание		Предложений по изменению УТМ нет.					
	СЦТ «мкр. №2»							
1	присоединённая нагрузка	Гкал/ч	4,82	4,82	5,22	5,22	5,22	5,22
2	объём системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	364	364	395	395	395	395
3	нормативные утечки	м. куб./ч	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
4	нормативный объём годовой подпитки	тыс/м. куб./год	7,10	7,10	7,10	7,10	7,10	7,10
5	максимальная производительность ВПУ (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43
6	аварийная подпитка "сырой" водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	7,29	7,29	7,90	7,90	7,90	7,90
7	нужды ГВС	тыс/м. куб./год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Примечание		Замена трёх котлов в период с 2025 по 2027гг.					
	СЦТ «мкр. Совхозный»							
1	присоединённая нагрузка	Гкал/ч	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
2	объём системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	68	68	68	68	68	68
3	нормативные утечки	м. куб./ч	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
4	нормативный объём годовой подпитки	тыс/м. куб./год	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49
5	максимальная производительность ВПУ (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
6	аварийная подпитка "сырой" водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
7	нужды ГВС	тыс/м. куб./год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Примечание		Предложений по изменению УТМ нет.					

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

№пп	Показатели баланса производительности ВПУ	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2030
СЦТ «Лесной»								
1	присоединённая нагрузка	Гкал/ч	1,62	1,57	1,52	1,47	1,42	1,17
2	объём системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	123	119	115	111	108	89
3	нормативные утечки	м. куб./ч	0,31	0,30	0,29	0,28	0,27	0,22
4	нормативный объём годовой подпитки	тыс/м. куб./год	2,69	2,60	2,52	2,44	2,35	1,94
5	максимальная производительность ВПУ (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,92	0,89	0,86	0,83	0,81	0,66
6	аварийная подпитка "сырой" водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	2,45	2,38	2,30	2,23	2,15	1,77
7	нужды ГВС	тыс/м. куб./год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Примечание		Предложений по изменению УТМ нет.					

Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.

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

7.1.1 Определения.

В Приказе Минрегиона РФ от 27.02.2010г. №79 приведена классификация малоэтажных жилых домов (см. рис. 32):

- Индивидуальные жилые дома - отдельно стоящие жилые дома с количеством этажей не более чем три, предназначенные для проживания одной семьи;
- Блокированные жилые дома - жилые дома с количеством этажей не более чем три, состоящие из нескольких блоков, количество которых не превышает десять и каждый из которых предназначен для проживания одной семьи, имеет общую стену (общие стены) без проемов с соседним блоком или соседними блоками, расположен на отдельном земельном участке и имеет выход на территорию общего пользования;
- Многоквартирные малоэтажные жилые дома - жилые дома с количеством этажей не более чем три, состоящие из одной или нескольких блок-секций, количество которых не превышает четыре, в каждой из которых находятся несколько квартир и помещения общего пользования и каждая из которых имеет отдельный подъезд с выходом на территорию общего пользования.

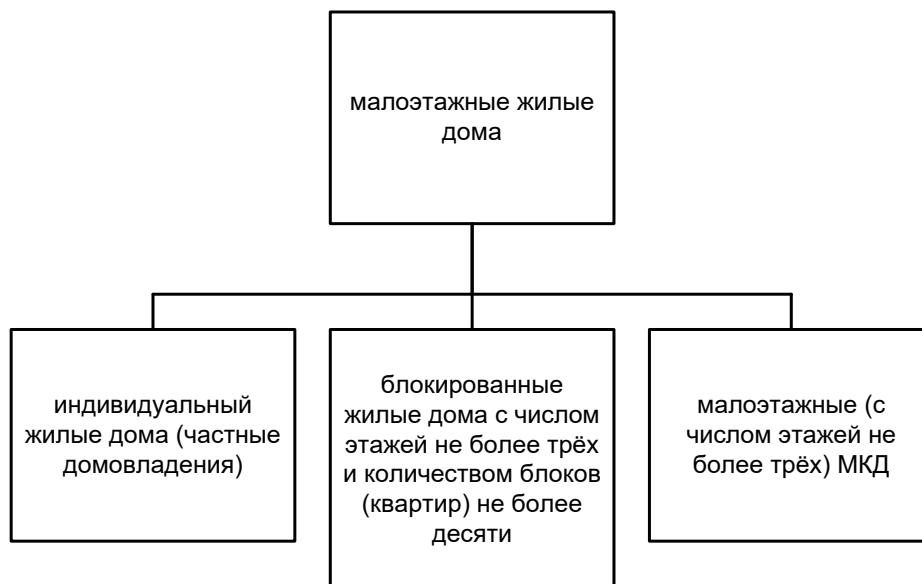


Рисунок 32 Виды малоэтажных домов.

7.1.2 Основная нормативно-правовая база.

В соответствии с пунктом 15 статьи 14 Федерального закона РФ № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (см. [3]): 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, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения.

Пункт 122 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (см. [2]) рекомендует вывод из эксплуатации тепловых сетей с незначительной тепловой нагрузкой (с относительными потерями тепловой энергии при передаче тепловой энергии по тепловым сетям более 75% от тепловой энергии, отпущенной в рассматриваемые тепловые сети).

7.1.3 Условия подключения к централизованным системам теплоснабжения.

Теплопотребляющие установки и тепловые сети потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, находящиеся в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения источника, подключаются к этому источнику. Подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, находящихся в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения источника, 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 Федеральным законом РФ от 27 июля 2010 №190-ФЗ «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.

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.

В случае отсутствия технической возможности подключения к системе централизованного теплоснабжения или при отсутствии свободной мощности в соответствующей точке на момент обращения допускается временная организация теплоснабжения здания (группы зданий) от крышной или передвижной котельной, оборудованной котлами конденсационного типа на период, определяемый единой теплоснабжающей организацией.

Подключение потребителей к системам централизованного теплоснабжения осуществляется только по закрытым схемам.

При создании в поселении единой теплоснабжающей организации (ЕТО), определяющей в границах своей деятельности техническую политику и соблюдение законов в части эффективного теплоснабжения, условия организации централизованного и децентрализованного теплоснабжения формируются указанной организацией с учетом действующей схемы теплоснабжения и нормативов.

7.1.4 Условия для организации поквартирного теплоснабжения малоэтажных МКД.

п. 44 Правил подключения к системам теплоснабжения (утв. постановлением Правительства РФ от 16 апреля 2012 г. N 307) гласит: В перечень индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, которые запрещается использовать для отопления жилых помещений в многоквартирных домах при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения, за исключением случаев, определенных схемой

теплоснабжения, входят источники тепловой энергии, работающие на природном газе, не отвечающие следующим требованиям:

- наличие закрытой (герметичной) камеры сгорания;
- наличие автоматики безопасности, обеспечивающей прекращение подачи топлива при прекращении подачи электрической энергии, при неисправности цепей защиты, при погасании пламени горелки, при падении давления теплоносителя ниже предельно допустимого значения, при достижении предельно допустимой температуры теплоносителя, а также при нарушении дымоудаления;
- температура теплоносителя - до 95 градусов Цельсия;
- давление теплоносителя - до 1 МПа.

Свод правил СП 41-108-2004 «Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе» распространяется на проектирование, строительство и эксплуатацию поквартирных систем теплоснабжения.

В соответствии с СП 41-108-2004 устанавливается ряд требований, в том числе:

- Забор воздуха для горения должен производиться непосредственно снаружи здания воздуховодами. Устройство дымоотводов от каждого теплогенератора индивидуально через фасадную стену многоэтажного жилого здания запрещается.
- Объем помещения для установки теплогенератора должен быть не менее 15 куб. м.
- Наличие у котла закрытой (герметичной) камеры сгорания;
- Наличие автоматики безопасности, обеспечивающей прекращение подачи топлива при прекращении подачи электрической энергии, при неисправности цепей защиты, при погасании пламени горелки, при падении давления теплоносителя ниже предельно допустимого значения, при достижении предельно допустимой температуры теплоносителя, а также при нарушении дымоудаления.

Отказ от централизованного отопления представляет собой как минимум процесс по замене и переносу инженерных сетей и оборудования, требующих внесения изменений в технический паспорт. В соответствии со статьей 25 Жилищного кодекса РФ такие действия именуются переустройством жилого помещения (жилого дома, квартиры, комнаты), порядок проведения которого регулируется как главой 4 ЖК РФ, так и положениями Градостроительного кодекса РФ о реконструкции внутридомовой системы отопления (то есть получении проекта реконструкции, разрешения на реконструкцию, акта ввода в эксплуатацию и т.п.).

В соответствии с частью 1 статьи 25 Жилищного кодекса Российской Федерации, пунктом 1.7.1 Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда, утвержденных Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу от 27.09.2003 № 170 (далее – Правила), замена нагревательного оборудования является переустройством жилого помещения. Частью 1 статьи 26 Жилищного кодекса Российской Федерации установлено, что переустройство жилого помещения производится с соблюдением требований законодательства по согласованию с органом местного самоуправления на основании принятого им решения.

Согласно п. 1.7.2 Правил, переоборудование и перепланировка жилых домов и квартир (комнат), ведущие к нарушению прочности или разрушению несущих конструкций здания, нарушению в работе инженерных систем и (или) установленного на нем оборудования, ухудшению сохранности и внешнего вида фасадов, нарушению противопожарных устройств, не допускаются.

Приборы отопления служат частью отопительной системы жилого дома, их демонтаж без соответствующего разрешения уполномоченных органов и технического проекта, может привести к нарушению порядка теплоснабжения многоквартирного дома. То есть, если с момента постройки многоквартирный дом рассчитан на централизованное теплоснабжение, то установка индивидуального отопления в квартирах нарушает существующую внутридомовую схему подачи тепла.

Переустройство помещения осуществляется по согласованию с органом местного самоуправления, на территории которого расположено жилое помещение по заявлению о переустройстве жилого помещения. Форма такого заявления утверждена Постановлением Правительства РФ от 28.04.2005 № 266 «Об утверждении формы заявления о переустройстве и (или) перепланировке жилого помещения и формы документа, подтверждающего принятие решения о согласовании переустройства и (или) перепланировки жилого помещения».

Одновременно с указанным заявлением представляются документы, определенные в статье 26 Жилищного кодекса РФ, в том числе подготовленные и оформленные проект и техническая документация установки автономной системы теплоснабжения (автономный источник теплоснабжения может быть электрическим, газовым и т.п.). Данный проект выполняется организацией, имеющей свидетельство о допуске к выполнению такого вида работ, которое выдается саморегулируемыми организациями в строительной отрасли. Поскольку внутридомовая система теплоснабжения многоквартирного дома входит в состав общего имущества такого дома, а уменьшение его размеров, в том числе и путем реконструкции системы отопления посредством переноса стояков, радиаторов и т.п. хотя бы в одной квартире, возможно только с согласия всех собственников помещений в многоквартирном доме (ч. 3 ст. 36 ЖК РФ).

То есть, для оснащения квартиры индивидуальным источником тепловой энергии желающим, кроме согласования этого вопроса с органами местного самоуправления, необходимо также получение на это переустройство согласия всех собственников жилья в многоквартирном доме.

Отсутствие всех вышеперечисленных документов может трактоваться как самовольное отключение от централизованного теплоснабжения. Самовольная реконструкция систем теплопотребления — это не что иное, как разрегулировка сетей и внутренних систем всего многоквартирного жилого дома. Эти работы могут привести к нарушению гидравлического режима, неправильному распределению тепла, перегреву или недогреву помещений, и, в конечном итоге, к нарушению прав других потребителей тепловых услуг. Перевод на автономное отопление отдельно взятой квартиры в многоквартирном доме приводит к изменению теплового баланса дома и нарушению работы инженерной системы дома, к значительному увеличению расхода газа, на что существующие газовые трубы (их сечение) не рассчитаны. Кроме этого, при отключении основной доли потребителей в многоквартирных домах увеличивается резерв мощности котельной, что негативно сказывается на работе теплоснабжающей организации и на предоставлении услуг теплоснабжения остальным потребителям (например, следует рост тарифа для остальных потребителей, что ущемляет их права).

Согласно действующим строительным нормам и правилам (СНиП 31-01-2003 «Здания жилые многоквартирные», п.7.3.7) применение систем поквартирного теплоснабжения может быть предусмотрено только во вновь возводимых зданиях, которые изначально проектируются под установку индивидуальных теплогенераторов в каждой квартире. Допускается перевод существующих многоквартирных жилых домов на поквартирное теплоснабжение от

индивидуальных теплогенераторов с закрытыми камерами сгорания на природном газе при **полной проектной реконструкции инженерных систем дома**, а именно:

- общей системы теплоснабжения дома;
- общей системы газоснабжения дома, в т.ч. внутридомового газового оборудования, газового ввода;
- системы дымоудаления и подвода воздуха для горения газа.

Собственниками помещений многоквартирного дома, перешедшими с централизованного отопления на индивидуальное, оплачивается только собственное потребление. Однако, жилищное законодательство (статьи 30 и 39 Жилищного Кодекса Российской Федерации) не освобождает граждан, отключившихся от центрального отопления, от оплаты за тепловые потери системы отопления многоквартирного дома и расход тепловой энергии на общедомовые нужды.

Учитывая вышеизложенные факты отказ от централизованного теплоснабжения и переход на поквартирное теплоснабжение, возможен и целесообразен только **для многоквартирного дома в целом**. Органами местного самоуправления издается постановление о переводе всех квартир МКД на индивидуальное теплоснабжение при одновременном соблюдении трёх условий:

- наличие решения о переводе всех квартир МКД на индивидуальное теплоснабжение принятого жителями МКД на общедомовом собрании;
- мероприятие о переводе всех квартир конкретного МКД на индивидуальное теплоснабжение должно быть предусмотрено в утверждённой схеме теплоснабжения;
- наличие технической возможности реализации решения о переводе всех квартир конкретного МКД на индивидуальное теплоснабжение.

На территории Кунашакского СП перевод МКД с централизованного теплоснабжения на индивидуальное поквартирное газовое теплоснабжение не требуется.

7.1.5 Условия для организации теплоснабжения МКД от общедомового газового теплогенератора.

В соответствии с пунктом 3.4 свода правил «СП 41-104-2000 Проектирование автономных источников теплоснабжения»:

- Не допускается встраивать котельные в жилые многоквартирные здания.
- Для жилых зданий допускается устройство пристроенных и крышных котельных.
- Указанные котельные допускается проектировать с применением водогрейных котлов с температурой воды до 115 °С. При этом тепловая мощность котельной не должна быть более 3,0 МВт. Не допускается проектирование пристроенных котельных, непосредственно примыкающих к жилым зданиям со стороны входных подъездов и участков стен с оконными проемами, где расстояние от внешней стены котельной до ближайшего окна жилого помещения менее 4 м по горизонтали, а расстояние от перекрытия котельной до ближайшего окна жилого помещения менее 8 м по вертикали.
- Не допускается размещение крышных котельных непосредственно на перекрытиях жилых помещений (перекрытие жилого помещения не может служить основанием пола котельной), а также смежно с жилыми помещениями (стена здания, к которому пристраивается крышная котельная, не может служить стеной котельной).

Вывод: Принимая во внимание, конструктивную специфику МКД и вышеуказанные технические ограничения, а также несовершенство в законодательстве, теплоснабжение МКД в Кунашакском СП с использованием общедомовых газовых теплогенераторов не рекомендуется.

7.1.6 Условия для организации индивидуального теплоснабжения индивидуальных жилых домов и блокированных жилых домов.

Перевод индивидуальных жилых домов и блокированных жилых домов (таун-хаусов) с централизованного теплоснабжения на индивидуальное (автономное) теплоснабжение возможен без существенных нормативно-правовых ограничений. Однако возможны технические ограничения, связанные с недостаточной пропускной способностью электрических сетей, в случае перехода на индивидуальное теплоснабжение с использованием электричества (электродкотёл, ПЛЭН, греющий кабель).

Перечень ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов, которые рекомендуется перевести на индивидуальное теплоснабжение от автономных газовых теплогенераторов представлен в таблице 69.

Таблица 69 Перечень ИЖД и малоэтажных блокированных жилых домов, которые рекомендуется перевести на индивидуальное теплоснабжение от автономных газовых теплогенераторов.

№ пп	Адрес узла ввода		Вид жилого дома	Этажность	Отапливаемая площадь, м.кв.	Расчетная (договорная) нагрузка на отопление, Гкал/ч	Полезный отпуск тепла на отопление Гкал/год	Число прописанных, чел	Наименование СЦТ
1	с. Кунашак	ул. Победы, 21	Жилой дом	1	26,4	0,00352	5,2	1	СЦТ «мкр. №2»
2	с. Кунашак	ул. Победы, 25	Жилой дом	1	78,9	0,01051	15,5	4	СЦТ «мкр. №2»
3	с. Кунашак	ул. Победы, 27	Жилой дом	1	79,8	0,01063	15,7	3	СЦТ «мкр. №2»
Итого по Котельной №1 (СЦТ "мкр. №1")					185,1	0,0247	36,5	8	
1	с. Кунашак	ул. Больничная, 1 А	Жилой дом	1	67	0,0089	13,2	4	СЦТ «мкр. №1»
2	с. Кунашак	ул. Больничная, 4	Жилой дом	1	53	0,0071	10,4	4	СЦТ «мкр. №1»
3	с. Кунашак	ул. Больничная, 8А	Жилой дом	1	105	0,0140	20,7	2	СЦТ «мкр. №1»
4	с. Кунашак	ул. Коммунистическая, 2	Жилой дом	1	43,5	0,0058	8,6	3	СЦТ «мкр. №1»
5	с. Кунашак	ул. Свердлова, 26	Жилой дом	1	60,1	0,0080	11,8	1	СЦТ «мкр. №1»
Итого по Котельной №2 (СЦТ "мкр. №2")					328,6	0,044	64,7	14	
1	п. Лесной	ул. Молодежная, 30	Жилой дом	1	нд	0,0143	37,1	нд	СЦТ «Лесной»
2	п. Лесной	ул. Молодежная, 31	Жилой дом	1	нд	0,0105	27,3	нд	СЦТ «Лесной»
3	п. Лесной	ул. Центральная, 4	Жилой дом	1	нд	0,0111	28,9	нд	СЦТ «Лесной»
4	п. Лесной	ул. Центральная, 24	Жилой дом	1	нд	0,0130	33,8	нд	СЦТ «Лесной»
5	п. Лесной	ул. Молодежная, 36	Жилой дом	1	нд	0,0040	10,4	нд	СЦТ «Лесной»
6	п. Лесной	ул. Молодежная, 37	Жилой дом	1	нд	0,0070	18,2	нд	СЦТ «Лесной»
7	п. Лесной	ул. Центральная, 3	Жилой дом	1	нд	0,0040	10,4	нд	СЦТ «Лесной»
8	п. Лесной	ул. Центральная, 10	Жилой дом	1	нд	0,0060	15,6	нд	СЦТ «Лесной»
9	п. Лесной	ул. Центральная, 11	Жилой дом	1	нд	0,0040	10,4	нд	СЦТ «Лесной»
10	п. Лесной	ул. Центральная, 18	Жилой дом	1	нд	0,0050	13,0	нд	СЦТ «Лесной»
11	п. Лесной	ул. Центральная, 19	Жилой дом	1	нд	0,0060	15,6	нд	СЦТ «Лесной»
12	п. Лесной	ул. Центральная, 20	Жилой дом	1	нд	0,0050	13,0	нд	СЦТ «Лесной»
13	п. Лесной	ул. Центральная, 21	Жилой дом	1	нд	0,0060	15,6	нд	СЦТ «Лесной»
14	п. Лесной	ул. Центральная, 22	Жилой дом	1	нд	0,0040	10,4	нд	СЦТ «Лесной»
Итого по Котельной СЦТ "Лесной"					—	0,10	260,0	—	

Часть 7.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

На территории Кунашакского СП источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

Часть 7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения.

На территории Кунашакского СП источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (генерирующие объекты), отсутствуют.

Часть 7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.

Строительство источников тепловой энергии на территории Кунашакского МР, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в утвержденной схеме и программе развития Единой энергетической системы России не предусмотрено.

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

На территории Кунашакского СП источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

Часть 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 отдельных случаях, при отсутствии технической возможности электроснабжения от внешних электросетей по двум независимым линиям и от разных источников, должны быть предусмотрены автономные электрогенераторы.

В отопительный период в качестве источника рабочего электропитания можно использовать газотурбинный генератор (ГТГ) или газопоршневой генератор (ГПГ) с утилизацией тепловой энергии, а в качестве резервного источника электроэнергии использовать существующую линию внешнего электроснабжения. Для повышения энергоэффективности работы генератора (утилизации тепловой энергии сопутствующей процессу выработке

электрической энергии) рекомендуется контур охлаждения генератора подключить к обратному трубопроводу системы теплоснабжения. Стоимость ГТГ мощностью 100кВт «под ключ» обойдётся 3,0 млн. руб. Мероприятие позволяет существенно снизить затраты на электроэнергию и повысить надёжность электроснабжения.

Такое техническое решение рекомендуется реализовывать, в первую очередь, в котельных, для которых одновременно соблюдаются следующие условия:

- существует необходимость технического перевооружения или реконструкции котельной;
- в котельной в качестве основного топлива используется природный газ;
- отсутствует резервная линия электроснабжения населённого пункта, в котором расположена котельная;
- средняя потребляемая электрическая мощность оборудования котельной в отопительный период не ниже 50 кВт.

Преимущества ГТГ по сравнению с ГПП (или традиционными дизельными) генераторами:

- более высокий электрический КПД при полной загрузке (достигает 50%);
- существенно ниже цена.
- значительно ниже удельный расход масла (в несколько раз);
- значительно ниже уровень шума;
- значительно меньше габаритные размеры и вес;
- выше надёжность;
- значительно выше срок службы (в два-три раза);

Недостатки ГТГ по сравнению с ГПП (или традиционными дизельными) генераторами: КПД ГТГ значительно снижается при снижении нагрузки.

Работа котельной характеризуется непрерывным графиком работы и постоянством электрических нагрузок. Для реализации преимуществ ГТГ генерирующая электрическая мощность должна покрывать только постоянную составляющую нагрузочного графика котельной.

Выработка электроэнергии на собственные нужды существующих и перспективных источников тепловой энергии на территории Кунашакского СП не целесообразна.

Часть 7.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.

Реконструкция существующих котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии на данном этапе не требуется.

Часть 7.8 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

На территории Кунашакского СП источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

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

На территории Кунашакского СП источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

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

Вывод в резерв и (или) вывод из эксплуатации котельных до 2030г. не планируется.

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

Варианты организации теплоснабжения малоэтажных домов, а также преимущества и недостатки каждого из них, приведены в таблице 70.

Ниже приведён расчёт затрат на отопление при различных вариантах организации теплоснабжения малоэтажных домов.

Одноставочный тариф на электроэнергию для населения, проживающего в сельских населённых пунктах Челябинской области на первое полугодие 2022 года, составляет $T_{\text{э}} = 2,43$ руб/кВт·ч.

Тариф на тепловую энергию поставляемой АО «Челябоблкоммунэнерго» для населения в первом полугодии 2022 года составляет $T_{\text{тэ1}} = 2769,00$ руб/Гкал (см. таблицу 44).

Тариф на тепловую энергию поставляемой МУП «Балык» для населения в первом полугодии 2022 года составляет $T_{\text{тэ2}} = 1774,22$ руб/Гкал (см. таблицу 44)

Тариф на газ для населения (отопление, горячее водоснабжение и приготовление пищи) составляет на первое полугодие 2022 года $T_{\text{г}} = 5,15$ руб/м³.

Стоимость берёзовых дров $T_{\text{д}} = 2,0$ тыс.руб/м³. Плотность 0,5т/м³.

1тыс.кВт·ч электрической энергии эквивалентна 0,123 тоннам условного топлива или 1т.у.т. = 8, 13тыс.кВтч

1тыс.м³ природного газа равна 1,154 тоннам условного топлива или 1т.у.т. = 0,87тыс. м³

1тонна берёзовых дров равна 0,3 тоннам условного топлива или 1т.у.т. = 3,33 тонн.

Средний КПД газового котла $\text{КПД}_{\text{г}} = 0,85$

Средний КПД электродвигателя $\text{КПД}_{\text{э}} = 1$

Средний КПД твёрдотопливного дровяного котла $\text{КПД}_{\text{д}} = 0,7$

Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию 1м² площади индивидуального жилого дома $H_{\text{г}} = 0,1572$ Гкал/год (из таблицы 52).

Рассчитаем стоимость одной тонны условного топлива, получаемой из природного газа и получаемой от электрической энергии.

Таким образом, стоимость одной т.у.т.:

1т.у.т. по газу	$\text{Стутг} = 0,87 \cdot T_{\text{г}} \cdot 1000 = 0,87 \cdot 5,15 \cdot 1000 =$	4480,5 руб
1т.у.т. по электрической энергии (село)	$\text{Стутэ} = 8,13 \cdot T_{\text{эс}} \cdot 1000 = 8,13 \cdot 2,43 \cdot 1000 =$	19756 руб
1т.у.т. по дрова	$\text{Стутд} = 3,33 \cdot T_{\text{д}} \cdot 1000 = 3,33 \cdot 4 \cdot 1000 =$	13320 руб

Рассмотрим четыре варианта отопления квартиры площадью 60м²: первый - с использованием электродкотла при тарифе для сельской местности; второй - с использованием твёрдотопливного дровяного котла; третий – с использованием газового котла и четвёртый – централизованное теплоснабжение. При расчётах будем пренебрегать затратами на электроэнергию, потребляемую циркуляционным насосом, так как они будут незначительными и постоянными для вариантов 1,2 и 3.

Объём необходимой тепловой энергии для отопления квартиры площадью $S=60\text{м}^2$ в двухэтажном МКД или ИЖД – $Q = S \cdot H_{\text{г}} = 60 \cdot 0,1572 = 9,432 \text{ Гкал/год}$

1Гкал тепловой энергии равна 0,14286 тоннам условного топлива (т.у.т.) или 1т.у.т. = 6,73Гкал

Расход условного топлива за год при отоплении с использованием электродкотла:

$$V_{\text{э}} = Q \cdot 0,14286 / \text{КПД}_{\text{э}} = 9,432 \cdot 0,14286 / 1 = 1,40 \text{ т.у.т.}$$

Расход условного топлива за год при отоплении с использованием газового котла:

$$V_{\text{г}} = Q \cdot 0,14286 / \text{КПД}_{\text{г}} = 9,432 \cdot 0,14286 / 0,85 = 1,65 \text{ т.у.т.}$$

Расход условного топлива за год при отоплении с использованием твёрдотопливного дровяного котла:

$$V_{\text{д}} = Q \cdot 0,14286 / \text{КПД}_{\text{д}} = 9,432 \cdot 0,14286 / 0,7 = 2,00 \text{ т.у.т.}$$

Финансовые затраты на отопление с использованием электродкотла для сельской местности:

$$З_{\text{э}} = V_{\text{э}} \cdot \text{Ст}_{\text{утэ}} = 1,40 \cdot 19756 = 27658 \text{ рублей в год}$$

Финансовые затраты на отопление с использованием газового котла:

$$З_{\text{г}} = V_{\text{г}} \cdot \text{Ст}_{\text{утг}} = 1,65 \cdot 4480,5 = 7392,82 \text{ рублей в год}$$

Финансовые затраты на отопление с использованием твёрдотопливного дровяного котла:

$$З_{\text{д}} = V_{\text{д}} \cdot \text{Ст}_{\text{утд}} = 2,0 \cdot 13320 = 26640 \text{ рублей в год}$$

Финансовые затраты на отопление от СЦТ при тарифе на тепловую энергию $\text{Ттэ1} = 2769,00 \text{ руб/Гкал}$ составят: $З_{\text{тэ1}} = Q \cdot \text{Ттэ1} = 26117,21 \text{ рублей в год.}$

Финансовые затраты на отопление от СЦТ при тарифе на тепловую энергию $\text{Ттэ2} = 1774,22 \text{ руб/Гкал}$ составят: $З_{\text{тэ2}} = Q \cdot \text{Ттэ2} = 16734,44 \text{ рублей в год}$

Результаты расчётов затрат на отопление при различных вариантах организации теплоснабжения приведены в таблице 70.

Применительно к индивидуальным жилым домам и домам блокированной застройки из таблицы 70 можно сделать следующие выводы:

- Для домов, расположенных в газифицированной части населённого пункта оптимальным вариантом, является теплоснабжение от индивидуальных газовых теплогенераторов. В газифицированных населённых пунктах большинство частных домовладений в априори стремятся к индивидуальному теплоснабжению от газовых теплогенераторов понимая его преимущества – относительно недорогое и качественное теплоснабжение. Поэтому переход частных домовладений (индивидуальных жилых домов и блокированных жилых домов) на индивидуальное теплоснабжение происходит естественным образом, хотя и не так быстро из-за существенных первичных капитальных затрат.
- Для домов расположенных в негазифицированной части населённого пункта оптимальным вариантом является теплоснабжение с применением очаговых печей и твёрдотопливных котлов длительного горения или централизованное теплоснабжение. В последнее время широкое распространение среди населения стали получать котлы длительного горения, в том числе пеллетные и «всеядные» котлы.
- Затраты населения, проживающего в частных домовладениях при тарифе на тепловую энергию 2769,00 рублей сопоставимы с расходами на электроотопление.

- Перевод ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов в Кунашакском СП на теплоснабжение от автономных газовых теплогенераторов позволит снизить затраты жителей на отопление своих домов более чем в 3,5 раза!

Реализация решения по переводу частных домовладений на индивидуальное отопление (теплоснабжение) от газовых теплогенераторов позволит снизить удельные сетевые теплопотери СЦТ, затраты на ремонт тепловых сетей, повысит качество теплоснабжения малоэтажного жилого фонда, а главное, позволит значительно снизить финансовые затраты населения, проживающего в частных домовладениях на теплоснабжение.

Перечень индивидуального жилищного фонда и жилищного фонда блокированной застройки, который предлагается отключить от СЦТ и перевести на теплоснабжение от индивидуальных газовых теплогенераторов приведён в таблице 69.

В Кунашакском СП ведутся работы по развитию распределительных систем газоснабжения в с. Кунашак и п. Лесной.

Таблица 70 Варианты организации теплоснабжения малоэтажных жилых домов.

Вариант отопления	Финансовые затраты на отопление квартиры площадью 60 кв. м, тыс.руб в год	Коэффициент, отражающий разницу в затратах по сравнению с отоплением по варианту с использованием индивидуального газового котла, у.е.	Первоначальные затраты на реализацию, тыс.руб в год	Достоинства		Недостатки	
Квартиры в МКД.							
Теплоснабжение от индивидуального (поквартирного) газового теплогенератора.	7,393	1,00	120,00	Качественное теплоснабжение. Возможность регулирования температуры. Реализация качественного горячего водоснабжения.	Дешевый способ отопления. Одна Гкал стоит около 784 рублей.	Необходим одновременный переход всех квартир в МКД на поквартирное теплоснабжение. Отсутствует резервный источник теплоснабжения. Не отработан механизм распределения затрат на отопление общедомовых площадей. Высокая вероятность умышленного саботажа отдельных квартир за счёт соседей, что может вызывать конфликты среди жителей МКД. Переход отдельных МКД на поквартирное отопление снизит тепловую нагрузку, и соответственно рентабельность существующих котельных.	Значительные первоначальные затраты финансовых средств и времени. Существует опасность утечки и взрыва газа. Требуется квалифицированное обслуживание котлового оборудования.
Теплоснабжение от индивидуального электрического теплогенератора при тарифе для сельских населённых пунктов.	27,658	3,74	20,00		Не требует больших первоначальных затрат. Сроки реализации незначительны. Относительно безопасный способ отопления.		Очень дорогой способ отопления. Одна Гкал стоит около 2932 рублей. При массовом переходе на электроотопление потребуются многократное увеличение мощности электросетей. Способ отопления является крайне неэффективным с точки зрения рационального использования ТЭР.
Теплоснабжение от общедомового газового теплогенератора.	зависят от способа реализации	–	зависят от способа реализации	Качественное теплоснабжение. Возможность регулирования температуры. Реализация качественного горячего водоснабжения.	Способ отопления является наиболее эффективным с точки зрения рационального использования ТЭР.	Не отработаны механизмы реализации на законодательном уровне. Существующая нормативно-правовая база, которая может быть использована при реализации: ГП РФ №1075 "О ценнообразовании в сфере теплоснабжения"; ФЗ №115 "О концессионных соглашениях"; Жилищный Кодекс РФ.	В соответствии с п. 3.4 в СП 141-104-2000 "Проектирование автономных источников теплоснабжения" существует ряд ограничений по расположению общедомовых котелен (запрещено встраивать котельни, размещать на перекрытиях жилых помещений, практически пристраивать можно только к тому торцу, где отсутствуют окна)
Теплоснабжение от общедомового электрического теплогенератора при тарифе (категория: "Прочие")	зависят от способа реализации	–	зависят от способа реализации	Отработаны механизмы распределения затрат на отопление общедомовых площадей.	Сроки реализации незначительны. Относительно безопасный способ отопления.		При массовом переходе на электроотопление потребуются многократное увеличение мощности электросетей. Способ отопления является крайне неэффективным с точки зрения рационального использования ТЭР.
Централизованное теплоснабжение при тарифе Ттз1=2769 руб/Гкал (АО "Челябоблкоммунаэнерго" за 1-ое полугодие 2022г)	26,117	3,53	0,00	Не требует первоначальных затрат. Отработаны механизмы распределения затрат на отопление общедомовых площадей. Услуга гарантируется теплоснабжающей организацией и контролируется органами государственной власти.		Значительные финансовые затраты на отопление. Как правило, низкое качество теплоснабжения. В малоэтажных МКД, как правило, отсутствует техническая возможность установки общедомового узла учёта тепловой энергии, что позволяет жителям осуществлять несанкционированный отбор воды на нужды ГВС.	
Централизованное теплоснабжение при тарифе Ттз2=1774,22 руб/Гкал (ММТ "Балык" за 1-ое полугодие 2022г)	16,734	2,26	0,00				
Индивидуальные жилые дома и "таун-хаусы"							
Теплоснабжение от индивидуального (поквартирного) газового теплогенератора.	7,393	1,00	120,00	Качественное теплоснабжение. Возможность регулирования температуры. Реализация качественного горячего водоснабжения.	Дешевый способ отопления. Одна Гкал стоит около 784 рублей.	Значительные первоначальные затраты финансовых средств и времени. Существует опасность утечки и взрыва газа. Требуется квалифицированное обслуживание котлового оборудования.	
Теплоснабжение от индивидуального электрического теплогенератора при тарифе для сельских населённых пунктов.	27,658	3,74	20,00		Не требует больших первоначальных затрат. Сроки реализации незначительны. Относительно безопасный способ отопления.	Очень дорогой способ отопления. Одна Гкал стоит около 2932 рублей. При массовом переходе на электроотопление потребуются многократное увеличение мощности электросетей. Способ отопления является крайне неэффективным с точки зрения рационального использования ТЭР.	
Теплоснабжение от индивидуального твердотопливного дровяного котла (очаговая печь).	26,64	3,60	20,00	Способ отопления является наиболее эффективным с точки зрения рационального использования ТЭР. Возможность утилизации древесных отходов. Имеется существенный потенциал по снижению затрат на топливо (самостоятельная заготовка древесины и утилизация древесных отходов). Возможность регулирования температуры.		Дорогой способ отопления. Одна Гкал стоит около 2824 рублей. Значительные первоначальные финансовые затраты при использовании котла длительного горения с автоматическим регулированием мощности. Котел и запасы топлива занимают значительную площадь. Значительные затраты сил и времени для загрузки топлива.	
Централизованное теплоснабжение при тарифе Ттз1=2769 руб/Гкал (АО "Челябоблкоммунаэнерго" за 1-ое полугодие 2022г)	26,117	3,53	0,00	Не требует первоначальных затрат. Услуга гарантируется теплоснабжающей организацией и контролируется органами государственной власти.		Значительные финансовые затраты на отопление. Как правило, низкое качество теплоснабжения.	
Централизованное теплоснабжение при тарифе Ттз2=1774,22 руб/Гкал (ММТ "Балык" за 1-ое полугодие 2022г)	16,734	2,26	0,00				

Часть 7.12 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения сельского поселения.

Балансы производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения сельского поселения приведены в таблицах 64-67 и 71. Балансы составлены с учётом проектов (мероприятий), предусмотренных Главами 7 и 8.

Часть 7.13 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.

В понятие возобновляемые источники энергии (ВИЭ) включаются следующие формы энергии: солнечная, геотермальная, ветровая, энергия морских волн, течений, приливов и океана, энергия биомассы, гидроэнергия, низкопотенциальная тепловая энергия и другие "новые" виды возобновляемой энергии.

Принято условно разделять ВИЭ на две группы:

- традиционные: гидравлическая энергия, преобразуемая в используемый вид энергии ГЭС мощностью более 30 МВт; энергия биомассы, используемая для получения тепла традиционными способами сжигания (дрова, торф и некоторые другие виды печного топлива); геотермальная энергия.
- нетрадиционные (НВИЭ): солнечная, ветровая, энергия морских волн, течений, приливов и океана, гидравлическая энергия, преобразуемая в используемый вид энергии малыми и микроГЭС, энергия биомассы, не используемая для получения тепла традиционными методами, низкопотенциальная тепловая энергия и другие "новые" виды возобновляемой энергии.

В соответствии с энергетической стратегией России на период до 2035 года: «Перспективной областью применения НВИЭ в России являются изолированные и удаленные энергорайоны, а также резервирование системы электроснабжения особо ответственных потребителей (повышенной категории надежности). Ввод новых генерирующих мощностей, функционирующих на основе НВИЭ, при условии их экономической эффективности».

ВИЭ в той или мере присутствуют повсюду, в том числе и на территории Кунашакского СП, такие как: энергия биомассы (торф, дрова, отходы сельскохозяйственной деятельности), энергия солнца, энергия ветра, энергия течения рек, геотермальная энергия. К местным видам топлива на территории Кунашакского СП можно отнести дрова, отходы деревообрабатывающей промышленности и топливные брикеты (пеллеты), производимые из них.

По состоянию на 2023 год на территории Кунашакского СП источники тепловой энергии с использованием ВИЭ, а также местных видов топлива отсутствуют, за исключением печного отопления с использованием дров.

Проекты ввода новых источников тепловой энергии централизованного теплоснабжения с использованием ВИЭ на перспективу до 2030 года нецелесообразно по следующим причинам:

- В Кунашакском СП ведутся работы по развитию распределительных систем газоснабжения в газифицированных населённых пунктах.
- Использование отходов деревообрабатывающей промышленности (пеллет) для нужд централизованного теплоснабжения также связано с определёнными рисками

(банкротство предприятий-поставщиков пеллет, высокая стоимость производства пеллет).

- Затраты на сооружение нетрадиционных ВИЭ на один-два порядка выше по сравнению со строительством традиционных котелен.

Учитывая, что на территории Кунашакского СП имеются деревообрабатывающие производства и животноводческие фермы, целесообразно создание децентрализованных источников теплоснабжения с использованием ВИЭ и НВИЭ для удовлетворения собственных нужд предприятий. Такие решения принимают собственники предприятий на основании технико-экономических расчетов и исходя из возможностей финансирования подобных проектов.

Значительная часть домохозяйств отапливается с использованием очаговых печей, что формирует спрос на местные виды топлива (дрова, отходы деревообрабатывающей промышленности).

Часть 7.14 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения.

Теплоснабжение объектов предприятий на территории Кунашакского СП осуществляется от собственных децентрализованных источников теплоснабжения. Производственные зоны предприятий находятся за пределами зон эффективного теплоснабжения существующих СЦТ. Решения о необходимости реконструкции, техническом перевооружении источников тепловой энергии и тепловых сетей принимают собственники.

Часть 7.15 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.

В настоящее время Федеральный закон №190 «О теплоснабжении» ввел понятие «радиус эффективного теплоснабжения» (далее РЭТ). Методика определения РЭТ изложена в приказе Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

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 (*источник: Федеральный закон №190 «О теплоснабжении»*).

Вопросы с использованием понятия РЭТ чаще всего возникают в следующих случаях:

- При определении фактического (сложившегося) радиуса теплоснабжения в зоне действия источника тепловой мощности и сравнении его с РЭТ путём оценки тарифных последствий при моделировании отключения удалённых потребителей (обобщённых потребителей).
- При определении возможности расширения зоны действия источника тепловой энергии с целью теплоснабжения новых потребителей, планируемых к строительству вне существующей зоны действия источника путём оценки тарифных последствий.
- При оценке эффектов, возникающих при принятии решения о перераспределении тепловой нагрузки между источниками, с пересекающимися (или вложенными) зонами действия путём оценки тарифных последствий.
- При возникновении альтернативы о теплоснабжении потребителей, планируемых к строительству вне существующей зоны действия источника теплоснабжения –

расширять ли существующую зону действия источника тепловой мощности или строить новый источник.

7.15.1 Основные положения и расчётные выражения методики определения РЭТ.

Для определения РЭТ должно быть рассчитано максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

В системе теплоснабжения стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям, должна рассчитываться как сумма следующих составляющих:

- а) стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде;
- б) удельной стоимости оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде.

Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения, должна вычисляться по формуле:

$$T_i^{\text{отэ}} = \frac{\text{НВВ}_i^{\text{отэ}}}{Q_i}, \text{ руб./Гкал}, \quad (7.15.1)$$

где:

- $\text{НВВ}_i^{\text{отэ}}$ - необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;
- Q_i - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии в i -м расчетном периоде регулирования, тыс. Гкал;

Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{\text{пер}} = \frac{\text{НВВ}_i^{\text{пер}}}{Q_i^c}, \text{ руб./Гкал}, \quad (7.15.2)$$

где:

- $\text{НВВ}_i^{\text{пр}}$ - необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;
- Q_i^c - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{\text{кп}} = T_i^{\text{отэ}} + T_i^{\text{пер}} = \frac{\text{НВВ}_i^{\text{отэ}}}{Q_i} + \frac{\text{НВВ}_i^{\text{пер}}}{Q_i^c}, \text{ руб./Гкал}. \quad (7.15.3)$$

При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{\text{кп,нп}} = \frac{\text{НВВ}_i^{\text{отэ}} + \Delta\text{НВВ}_i^{\text{отэ}}}{Q_i + \Delta Q_i^{\text{нп}}} + \frac{\text{НВВ}_i^{\text{пер}} + \Delta\text{НВВ}_i^{\text{пер}}}{Q_i^{\text{с}} + \Delta Q_i^{\text{снп}}}, \text{ руб./Гкал}; \quad (7.15.4)$$

$\Delta\text{НВВ}_i^{\text{отэ}}$ - дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -й расчетный период регулирования, которая должна определяться дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, тыс. руб.;

$\Delta Q_i^{\text{нп}}$ - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал;

$\Delta\text{НВВ}_i^{\text{пер}}$ - дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$\Delta Q_i^{\text{снп}}$ - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения

тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{\text{кп,нп}}$, больше чем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения

исполнителя $T_i^{\text{кп}}$, то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя должно считаться нецелесообразным. Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к

тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{\text{кп,нп}}$ меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до

присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя $T_i^{\text{кп}}$, то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя - целесообразно.

Более подробно методика определения РЭТ изложена в приложении 40 в [2].

Расчёт РЭТ осуществляется на базе разработанной тарифно-балансовой модели системы теплоснабжения потребителей (ТБМ) с использованием разработанной электронной модели (ЭМ) системы теплоснабжения Кунашакского СП.

Описание ТБМ представлено в Главе 14. Описание ЭМ представлено в Главе 3.

Определение РЭТ для СЦТ Кунашакского СП на данном этапе не требуется.

Существующие зоны действия СЦТ Кунашакского СП приведены на рисунках 2 и 3.

После реализации предложений, предусмотренных схемой теплоснабжения границы зоны действия и зоны эффективного теплоснабжения СЦТ Кунашакского СП к 2030г. изменятся и будут иметь вид, как это отражено на рисунках 33 и 34. Трансформация зон действия источников тепловой энергии будет происходить в основном за счёт отключения от СЦТ объектов ИЖФ и одноэтажных домов блокированной застройки.

Перечень индивидуального жилищного фонда и одноэтажного жилищного фонда блокированной застройки, который предлагается отключить от СЦТ и перевести на теплоснабжение от индивидуальных газовых теплогенераторов приведён в таблице 69.

Часть 7.16 Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизации источников тепловой энергии.

Изменения в предложениях по строительству, реконструкции и техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, выполнены только в части сроков и стоимости реализации мероприятий.

Часть 7.17 Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.

В соответствии с выданными техническими условиями (см. табл. 48), прирост тепловых нагрузок ожидается к 2025г. в зонах действия СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» - планируется строительство объекта «Ледовая арена» и двух МКД по ул. Лесная и ул. Октябрьская, 11А. Основные параметры объектов приведены в таблице 48.

Присоединение перспективных потребителей предлагается осуществлять:

- Объект «Ледовая арена» суммарной мощностью – 0,557Гкал/ч (*отопление и вентиляция – 0,404Гкал/ч; ГВС – 0,07Гкал/ч и технологические нужды – 0,073Гкал/ч*) – к теплосетям котельной СЦТ «мкр. №1» в точке ТК11 (см. фрагмент схемы теплосетей на рис. 30).
- МКД по ул. Лесная суммарной мощностью – 0,196Гкал/ч (*отопление – 0,153Гкал/ч, ГВС – 0,043Гкал/ч*) – к теплосетям котельной СЦТ «мкр. №1» в точке ТК7 (см. фрагмент схемы теплосетей на рис. 27).
- МКД по ул. Октябрьская, 11А суммарной мощностью – 0,168Гкал/ч (*отопление – 0,132Гкал/ч, ГВС – 0,036Гкал/ч*) – к теплосетям котельной СЦТ «мкр. №1» в точке ТК54 (см. фрагмент схемы теплосетей на рис. 27).

Местоположения перспективных объектов на рисунках указаны приблизительно, так как проекты планировки и межевания соответствующих территорий не предоставлены.

Часть 7.18 Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления на коллекторах существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

На территории Кунашакского СП источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

Часть 7.19 Определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке.

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей подробно рассмотрены в главе 4. Дефицита тепловой мощности на существующих и перспективных СЦТ до 2030г. не ожидается.

Часть 7.20 Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

На всех существующих и перспективных котельных СЦТ в качестве основного топлива планируется использовать сетевой природный газ (ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения»). Перспективные топливные балансы подробно рассмотрены в Главе 10.

Часть 7.21 Основные решения по развитию систем теплоснабжения.

На существующих газовых котельных следует обеспечить исправность систем и нормативный запас аварийного (резервного) топлива которые были предусмотрены проектом.

При строительстве, реконструкции и техническом перевооружении котельных рекомендуется использовать скоростные тонкостенные теплообменные аппараты интенсифицированные (ТТАИ).

Преимущества теплообменных аппаратов типа ТТАИ:

- сниженное гидравлическое сопротивление;
- теплообменные трубки и корпус изготавливаются из нержавеющей стали или титана корпус изготавливается из специальных тонкостенных труб;
- наличие эффекта самоочистки;
- трубный пучок наших теплообменников кожухотрубных извлекается из корпуса;
- экономия производственных площадей;
- меньшая стоимость на стадии приобретения и существенно меньшая стоимость на стадии эксплуатации;
- возможность размещения аппаратов в затесненных помещениях.

В таблице 71 приведены предложения по перспективной УТМ каждого источника тепловой энергии с рекомендованными сроками изменения мощностей.

Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии (проекты группы «А») приведены в таблице 72. В 2022г. введена в эксплуатацию котельная СОШ на 500 мест по адресу: с. Кунашак, ул. Челябинская, 3.

Строительство новых источников тепловой энергии взамен существующих на данном этапе не требуется. Дефицит мощности на котельной СЦТ «Лесной» будет нивелироваться за счёт отключения от СЦТ индивидуального жилищного фонда и жилищного фонда блокированной застройки.

Таблица 71 Предложения по величине УТМ источников тепловой энергии СЦТ Кунашакского СП.

№пп	Наименование СЦТ	УТМ по состоянию на 2023г., Гкал/ч	Необходимая УТМ на перспективу, Гкал/ч	Рекомендуемый год изменения УТМ	Способ изменения УТМ	Примечание
1	СЦТ «мкр. №1»	8,00	8,00	—	—	УТМ остаётся без изменений.
2	СЦТ «мкр. №2»	8,00	8,00	—	—	УТМ остаётся без изменений.
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	1,31	1,31	—	—	УТМ остаётся без изменений.
4	СЦТ «Лесной»	1,38	1,38	—	—	УТМ остаётся без изменений.
5	Блочно-модульная газовая котельная мощностью 1,0МВт для двух МКД в микрорайоне "Совхозный" с. Кунашак.	—	0,86	2023-2024	строительство АГБМК	

Ликвидация не эффективных, морально и физически изношенных и (или) отработавших свой ресурс источников тепловой энергии на данном этапе не требуется.

Реконструкция источников тепловой энергии с целью обеспечения перспективной тепловой нагрузки в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии на данном этапе не требуется.

Предложения по реконструкции и техническому перевооружению существующих источников тепловой энергии, с целью повышения надёжности и эффективности работы систем теплоснабжения (проекты группы «Б») приведены в таблице 73.

Предложения по существующим котельным, которые рекомендуется сохранить как источники (системы) децентрализованного теплоснабжения отсутствуют.

Перспективные зоны действия существующих источников тепловой энергии и зоны действия перспективных источников тепловой энергии, обеспечивающих существующую и перспективную тепловые нагрузки приведены на рисунках 33 и 34.

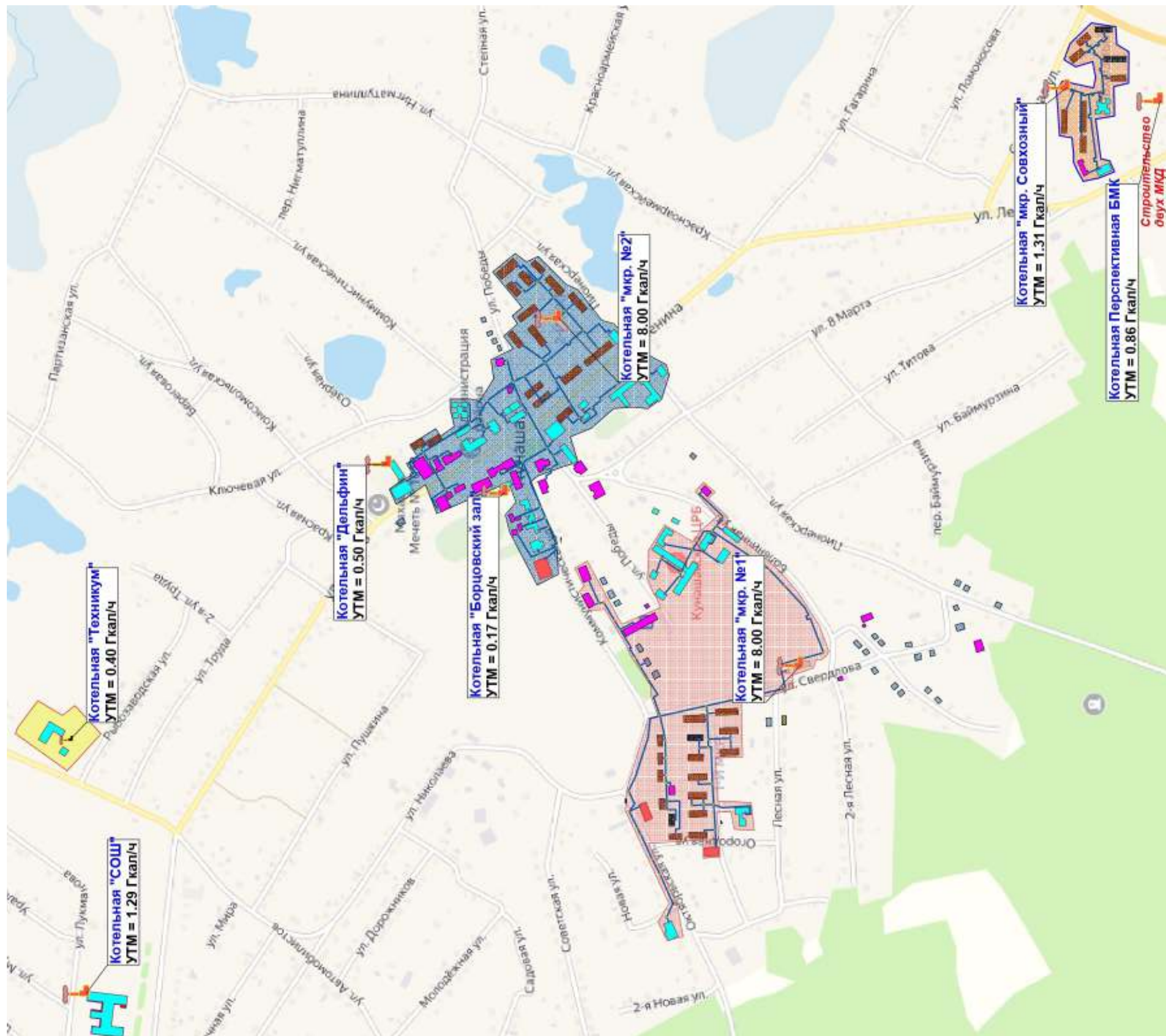


Рисунок 33 Перспективные зоны действия систем теплоснабжения в с. Кунашак



Рисунок 34 Перспективная зона действия СЦТ в п. Лесной.

Таблица 72 Предложения строительству источников тепловой энергии.

Номер проекта	Наименование проекта	Описание проекта и основные параметры	Измеритель (для определения стоимости)			Способ определения оценочной стоимости реализации мероприятия	Стоимость за единицу измерителя в ценах 2023г., млн. руб (без НДС)	Коэффициент перехода от цен базового района (Москва область) к ценам Челябинской области	Оценочная стоимость реализации проекта в ценах 2023г, млн.руб (без НДС)	Источник инвестиций	Срок реализации	Ожидаемые ежегодные экономические эффекты (в ценах 2023г.)		
			описание измерителя	ед. изм.	значение							Описания эффекта	Оценочная величина снижения постоянных издержек за счёт реализации проекта, млн.руб	Оценочная величина удельного снижения переменных издержек за счёт реализации проекта, руб./Гкал
A1	Строительство блочно-модульной газовой котельной мощностью 1,0 МВт для двух МКД в микрорайоне "Совхозный" с. Кунашак	Предусмотреть: двухконтурную тепловую схему с установкой водогрейных теплообменников, горячее водоснабжение.	мощность	МВт	1	НЦД 81-02-19-2023 интерполяция расценок 19-02-001-01 и 19-02-001-02	12,345	0,850	10,49	внебюджетное финансирование (средства инвестора)	2023-2024	Теплоснабжение новых объектов.	—	—

Таблица 73 Предложения по реконструкции и техническому перевооружению существующих источников тепловой энергии.

Номер проекта	Наименование проекта	Описание проекта и основные параметры	Измеритель (для определения стоимости)			Способ определения оценочной стоимости реализации мероприятия	Стоимость за единицу измерителя в ценах 2023г., млн. руб (без НДС)	Оценочная стоимость реализации проекта в ценах 2023г., млн.руб (без НДС)	Источник инвестиций	Срок реализации	Ожидаемые ежегодные экономические эффекты (в ценах 2023г.)		
			описание измерителя	ед. изм.	значение						Описания эффекта	Оценочная величина снижения постоянных издержек за счёт реализации проекта, млн.руб	Оценочная величина удельного снижения переменных издержек за счёт реализации проекта, руб./Гкал
B1	Реконструкция насосной группы котельной №1 в с. Кунашак с заменой сетевого насоса "ID315-50" на Wilo IL 80/200-22/2.	Замена сетевого насоса "ID315-50" на Wilo IL 80/200-22/2.	насос	шт	1	предложение АО "Челябоблкоммунаэнерго"	0,800	0,80	внебюджетное финансирование	2023	Повышение надёжности и энергоэффективности.	—	нет данных
B2	Техническое перевооружение котельной №2 в с. Кунашак, с заменой 4-х котлов марки "KB-2/95".	Замена 4-ёх котлов марки "KB-2/95".	котёл	шт	4	предложение АО "Челябоблкоммунаэнерго"	2,177	8,708	внебюджетное финансирование	2024-2025	Повышение надёжности и энергоэффективности.	—	нет данных
B3	Реконструкция насосной группы котельной №2 с заменой сетевого насоса "ID315-50".	—	насос	шт	1	предложение АО "Челябоблкоммунаэнерго"	0,808	0,81	внебюджетное финансирование	2025	Повышение надёжности и энергоэффективности.	—	нет данных

Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.

Часть 8.1 Предложения по реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).

Дефицит тепловой мощности «нетто» имеется на котельной СЦТ «Лесной». Дефицит мощности на котельной СЦТ «Лесной» будет нивелироваться за счёт отключения от СЦТ индивидуального жилищного фонда и одноэтажного жилищного фонда блокированной застройки. После установки узлов учёта тепловой энергии у потребителей рассчитанный дефицит мощности на котельной СЦТ «Лесной» может снизиться до реального нуля.

Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности, не требуется, так как СЦТ «Лесной» находится на расстоянии более 4 км от остальных СЦТ Кунашакского СП.

Часть 8.2 Предложений по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения.

Информация по взаимному расположению двух перспективных МКД и перспективной газовой БМК в микрорайоне «Совхозный» с. Кунашак отсутствуют.

Местоположения перспективных объектов «Ледовая арена» и двух МКД по ул. Лесная и ул. Октябрьская, 11А.указано приблизительно, так как проекты планировки и межевания соответствующих территорий не предоставлены.

На данном этапе мероприятия по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку не предусмотрены.

Часть 8.3 Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения, не требуется.

Часть 8.4 Предложения по строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.

В каждой из существующих СЦТ Кунашакского СП функционируют по одному источнику тепловой энергии. Мероприятия по переводу котельных в пиковый режим работы не предусмотрены.

Строительство и реконструкция тепловых сетей при ликвидации источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно не требуется.

В целом сети теплоснабжения СЦТ Кунашакского СП находятся в удовлетворительном состоянии.

Удельная материальная характеристика тепловой сети СЦТ «мкр. №1» сильно завышена (см. табл. 47). Причины: завышены диаметры трубопроводов теплосетей; к сетям теплоснабжения подключены ИЖД.

Увеличение диаметра труб ведёт к увеличению капитальных затрат и тепловых потерь, но при этом снижаются затраты электроэнергии на транспортировку теплоносителя. Уменьшение диаметра труб ведёт к увеличению затрат электроэнергии

Результаты поверочного гидравлического расчёта и основные выводы для существующих сетей теплоснабжения приведены в части 3.12 главы 3.

Перечень участков сетей теплоснабжения СЦТ Кунашакского СП и результаты поверочного гидравлического расчёта приведены в таблице 61. В таблице 61 синим цветом выделены те участки, скорость движения теплоносителя через которые менее 0,3 м/с, а красным – участки, скорость движения теплоносителя через которые выше 1,9 м/с

Оптимальная скорость теплоносителя в трубах зависит от внутреннего диаметра трубы и варьируется в пределах от 1,1 до 1,9 м/с. Зависимости оптимальной скорости воды от диаметра труб приведены на рис. 35 (ист. Журнал «Новости теплоснабжения» № 1, 2005 г.).

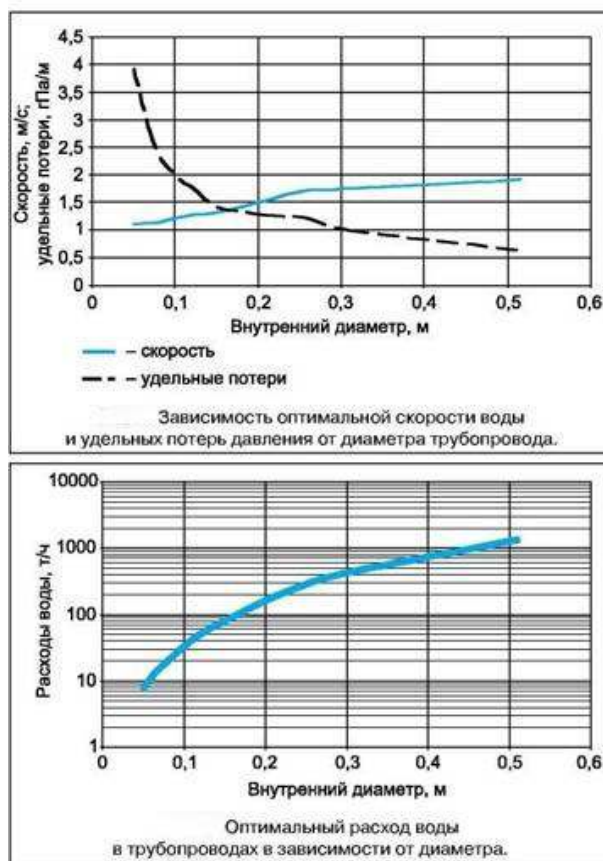


Рисунок 35 Зависимости оптимальной скорости воды от диаметра труб

При разработке проектно-сметной документации (ПСД) на замену теплосетей необходимо уточнить тепловые нагрузки потребителей, диаметры участков теплосетей необходимо определить по результатам соответствующих гидравлических расчётов с учётом реальных тепловых нагрузок. Возможно, может потребоваться изменение располагаемого напора на выходе котельной и корректировка температурного графика

Предложения по техническому перевооружению и реконструкции сохраняемых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования СЦТ приведены в таблице 74 (проекты группы «В»).

Часть 8.5 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на данном этапе не требуется. Необходимые показатели надежности достигаются за счет реконструкции трубопроводов со сверхнормативным износом.

Часть 8.6 Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

Реконструкция тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки не требуется. На перспективу до 2030г. прирост тепловых нагрузок в зонах действия существующих СЦТ Кунашакского СП не ожидается.

Часть 8.7 Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса.

При реконструкции, техническом перевооружении и строительстве теплосетей рекомендуются к использованию трубы в пенополиуретановой изоляции (ППУ-изоляции) с бесканальной прокладкой.

Трубы ППУ-изоляции представляют собой трехслойную монолитную конструкцию, которая состоит из стальной или ПНД трубы, теплоизолирующего слоя из пенополиуретана и защитной оболочки из полиэтилена или оцинкованной стали.

Преимущества трубопроводов в ППУ-изоляции:

- низкое водопоглощение пенополиуретана;
- пенополиуретан экологически безопасен;
- долговечность пенополиуретана;
- низкая токсичность;
- пенополиуретан имеет низкий коэффициент теплопроводности. Данный показатель у ППУ равен 0,019 - 0,035 Вт/м·К;
- высокая адгезионная прочность пенополиуретана;
- звукопоглощение пенополиуретана;
- пенополиуретан, нанесенные на металлическую поверхность, защищают ее от коррозии;
- ППУ сохраняет тепловую энергию в широком температурном диапазоне от -100° до +140°С.

Важной особенностью трубопроводов с ППУ изоляцией является встроенная электронная система оперативно дистанционного контроля (ОДК) (два сигнальных медных провода, залитых в пенополиуретановую изоляцию трубы, и электронный детектор повреждений), которая позволяет постоянно следить за состоянием (увлажнением) изоляции теплотрассы длиной до 2500 м. При этом место повреждения изоляции трубопровода устанавливается с точностью до одного метра с помощью импульсного рефлектометра.

Предложения по техническому перевооружению и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования СЦТ приведены в таблице 74 (проекты группы «В»).

Часть 8.8 Предложения по строительству и реконструкции насосных станций.

Насосные станции и ЦТП в составе существующих СЦТ Кунашакского СП отсутствуют. Строительство насосных станций не требуется. Необходимый теплогидравлический режим может быть обеспечен путём проведения комплекса работ по наладке сетей теплоснабжения.

Таблица 74 Перечень мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению сетей теплоснабжения.

Номер проекта	Наименование проекта	Описание и основные параметры	Измеритель (для определения стоимости)			Способ определения оценочной стоимости реализации мероприятия	Стоимость за единицу измерителя в ценах 2023г., млн. руб (без НДС)	Оценочная стоимость реализации проекта в ценах 2023г, млн.руб (без НДС)	Источник инвестиций	Срок реализации	Ожидаемые ежегодные экономические эффекты (в ценах 2023г)		
			описание измерителя	ед. изм.	значение						Описание эффекта	Оценочная величина снижения постоянных издержек за счёт реализации проекта, млн.руб	Оценочная величина удельного снижения переменных издержек за счёт реализации проекта (экономия топлива в рублях), руб./Гкал
В2	Реконструкция магистрального участка тепловой сети по ул. Овсодова в с. Кунашак	Ду200мм, L=135м.	протяжённость в двухтрубном исполнении	км	0,135	предложение АО "Челябоблкоммунаэнерго"	—	2,38	внебюджетное финансирование	2023-2027	Повышение надёжности и качества теплоснабжения. Снижение сетевых теплопотерь на 8,5 Гкал в год	0	0,47

Таблица 75 Проекты, направленные на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями.

Номер проекта	Наименование	Описание и основные параметры	Измеритель (для определения стоимости)			Способ определения оценочной стоимости реализации мероприятия	Стоимость за единицу измерителя в ценах 2023г., млн. руб (без НДС)	Оценочная стоимость реализации проекта в ценах 2023г, млн.руб (без НДС)	Источник инвестиций	Срок реализации	Описание эффекта
			описание измерителя	ед. изм.	значение						
Г1	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения ЦТГ "Мкр. Совхозный".	Разработка и калибровка электронной модели. Гидравлические расчёты. Установка балансирующих устройств.	потребитель	ед.	11	мониторинг рыночных цен	0,035	0,42	внебюджетное финансирование (средства теплоснабжающей организации)	2024-2025	Повышение качества теплоснабжения. Экономия ТЭР.
Г2	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения ЦТГ "Лесной".	Разработка и калибровка электронной модели. Гидравлические расчёты. Установка балансирующих устройств.	потребитель	ед.	43	мониторинг рыночных цен	0,030	1,40	внебюджетное финансирование (средства теплоснабжающей организации)	2024-2025	Повышение качества теплоснабжения. Экономия ТЭР.

Часть 8.9 Наладка гидравлического режима теплосетей и иные предложения, направленные на повышение эффективности централизованного теплоснабжения.

В качестве первоочередных мероприятий для повышения эффективности работы СЦТ «Лесной» и СЦТ «мкр. «Совхозный» рекомендуется оптимизация гидравлического режима тепловых сетей.

Основной задачей регулирования отпуска тепловой энергии является поддержание внутренней температуры воздуха у потребителей, в течение всего отопительного сезона, согласно установленным санитарным нормам.

Целью наладки (балансировки) системы теплоснабжения является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. Для обеспечения удовлетворительного теплоснабжения конечных потребителей, при отсутствии балансировки тепловой сети, необходимо увеличивать расход теплоносителя, повышать перепад давления в тепловой сети, что приводит к неэффективному использованию ТЭР.

Целью наладочного расчета является определение диаметров дросселирующих устройств (шайб) для гашения избыточного напора и определение участков теплосети подлежащих замене с целью улучшения гидравлического режима. В результате расчета по участкам определяются потери теплоты и напора, скорости движения воды. По узловым точкам - располагаемые напоры, температуры и давление в подающей, обратной трубе тепловой сети. По потребителям - величина избыточного напора, параметры дросселирующих и смесительных устройств, температуры внутреннего воздуха и воды на ГВС. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами рассчитываются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах, в зависимости от необходимого для системы теплоснабжения гидравлического режима и уровня загрязнения теплоносителя. В случае, если имеющегося располагаемого напора на источнике недостаточно, автоматически подбирается новый напор.

Гашение избыточных напоров у абонентских вводов, в тепловых пунктах и распределительных узлах производят с помощью дросселирующих устройств.

В качестве дросселирующих устройств могут применяться нерегулируемые дроссельные шайбы, регулируемые дроссельные шайбы, автоматические и ручные балансировочные клапана.



1. Регулируемая дроссельная шайба.



2. Нерегулируемые дроссельные шайбы.



3. Автоматический балансировочный клапан.



4. Ручной балансировочный клапан.

1. Регулируемая дроссельная шайба (РДШ) предназначена для регулирования количества теплоносителя проходящего через дроссельное устройство путем изменения проходного сечения. Преимущества: приемлимая цена, легко настраивать и устранить засор. Недостатки: нет возможности замерить перепад давления на клапане, температуру, расход теплоносителя, что усложняет балансировку системы.

2. Нерегулируемая дроссельная шайба (НДШ) или «дроссельная диафрагма» — дросселирующее устройство, которое представляет собой диск с отверстием, вставляемый в трубу для местного увеличения гидравлического сопротивления потоку жидкости. Недостатки:

для перенастройки или для устранения засора требуется остановка системы отопления. Преимущества: низкая стоимость.

3. Автоматические балансировочные клапаны (АБК) применяют для поддержания постоянной разности давлений между подающим и обратным трубопроводами регулируемых систем теплоснабжения при переменных расходах проходящей через них среды в диапазоне от 0 до 100%. Недостатки: очень высокая стоимость. Достоинства: обеспечивает точное поддержание заданного перепада давления.

4. Ручные балансировочные клапаны (РБК) - это устройства вентильного типа с фиксацией положения его настройки на требуемую пропускную способность. Преимущества: по сравнению с АБК - относительно низкая цена; легко настраивать и устранить засор; можно использовать как запорное устройство; можно замерить перепад давления на клапане, температуру, расход теплоносителя.

При наладке сетей теплоснабжения для точной настройки системы теплоснабжения желательно в качестве дросселирующих устройств использовать РБК, так как учесть все факторы, влияющие на распределение теплоносителя невозможно. Это такие факторы как, например: фактическая потребность в тепловой энергии того или иного здания, которая зависит от качества теплоизоляции здания; фактическое гидравлическое сопротивление системы отопления здания; погрешность при выполнении калибровки ЭМ, вызванная неодновременностью считывания параметров с тепловой сети, погрешностью при измерениях, разбором теплоносителя и т.д. Установку РБК выполнить в ИТП (на вводах) абонентов и произвести их точную настройку с использованием прибора для измерения перепадов давления, расхода и температуры.

Многолетний опыт показывает, что проведение наладочных мероприятий на тепловых сетях позволяет экономить до 15 % условного топлива. При этом, затраты на наладочные мероприятия весьма незначительны по сравнению с полученными эффектами от экономии ТЭР.

В соответствии с п.5 статьи 13 Федерального закона РФ №261 от 23.11.2009г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» все МКД должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) узлами учета тепловой энергии (ОДУТЭ). Установка ОДУТЭ и систем автоматического погодного регулирования тепловой нагрузки (САПР ТН) на МКД позволит снизить затраты жителей МКД на отопление, обеспечит экономию ТЭР.

Предложения (проекты), направленные на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями (проекты группы «Г») приведены в таблице 75.

Часть 8.10 Описание изменений в предложениях по строительству и реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схем теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них.

Изменения в предложениях по строительству и реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схем теплоснабжения выполнены в части сроков и стоимости реализации мероприятий и с учетом реконструированных в 2022г. тепловых сетей, и сооружений на них.

Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения.

В соответствии с п. 8 статьи 29 Федерального закона «О теплоснабжении» от 27.07.2010г. № 190-ФЗ с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

По состоянию на 2023г. открытые системы теплоснабжения на территории Кунашакского СП отсутствуют.

Администрации Кунашакского СП и Кунашакского МР рекомендуется изучить мнение жителей на предложение по организации централизованного ГВС для МКД в с. Кунашак и п. Лесной на перспективу 2025-2030гг. При очередной актуализации схемы теплоснабжения предложения по строительству системы централизованного ГВС могут быть включены в перечень проектов схемы теплоснабжения с указанием сроков реализации.

В МКД можно смонтировать так называемые «планшетные» индивидуальные тепловые пункты (ИТП), в состав которых входят общедомовой узел учёта тепловой энергии (ОДУУТЭ), оборудование для приготовления воды на нужды ГВС (теплообменник и насос ГВС), система автоматического погодного регулирования тепловой нагрузки (например «КОМОС») и запорная арматура. Применение «планшетных» ИТП позволяет размещать всё оборудование тепловыделителя в, казалось бы, совершенно не подходящих для этого местах (см. рис. 36), например: под лестничным маршем, вдоль стен в подвалах и даже под потолком.

Планшетные ИТП создаются с использованием теплообменников ТТАИ (теплообменник кожухотрубный интенсифицированный).



Рисунок 36 Примеры «планшетных» ИТП.

Глава 10. Перспективные топливные балансы.

Часть 10.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения.

Перспективные топливные балансы годового расхода основного топлива по каждому источнику тепловой энергии совмещены с балансом тепловой энергии и приведены в таблицах 77-80. Балансы составлены на основании данных таблиц 55-58, с учётом положений главы 5, мероприятий приведённых в таблицах 72-75. При составлении балансов учтён перевод индивидуального жилищного фонда и одноэтажного жилищного фонда блокированной застройки на децентрализованное теплоснабжение.

При расчете перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии использовались данные приведённые в таблицах 77-80. Результаты расчетов перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов по каждой существующей и перспективной СЦТ Кунашакского СП приведены в таблице 81.

Общий топливный баланс, совмещённый с балансом тепловой энергии, в целом по СЦТ Кунашакского СП, приведён в таблице 76.

Прогнозируемая динамика усреднённого КПД котельных и эффективности систем теплоснабжения приведена на рис. 37.

Вывод: до 2030г. ожидается повышение эффективности функционирования систем централизованного теплоснабжения.

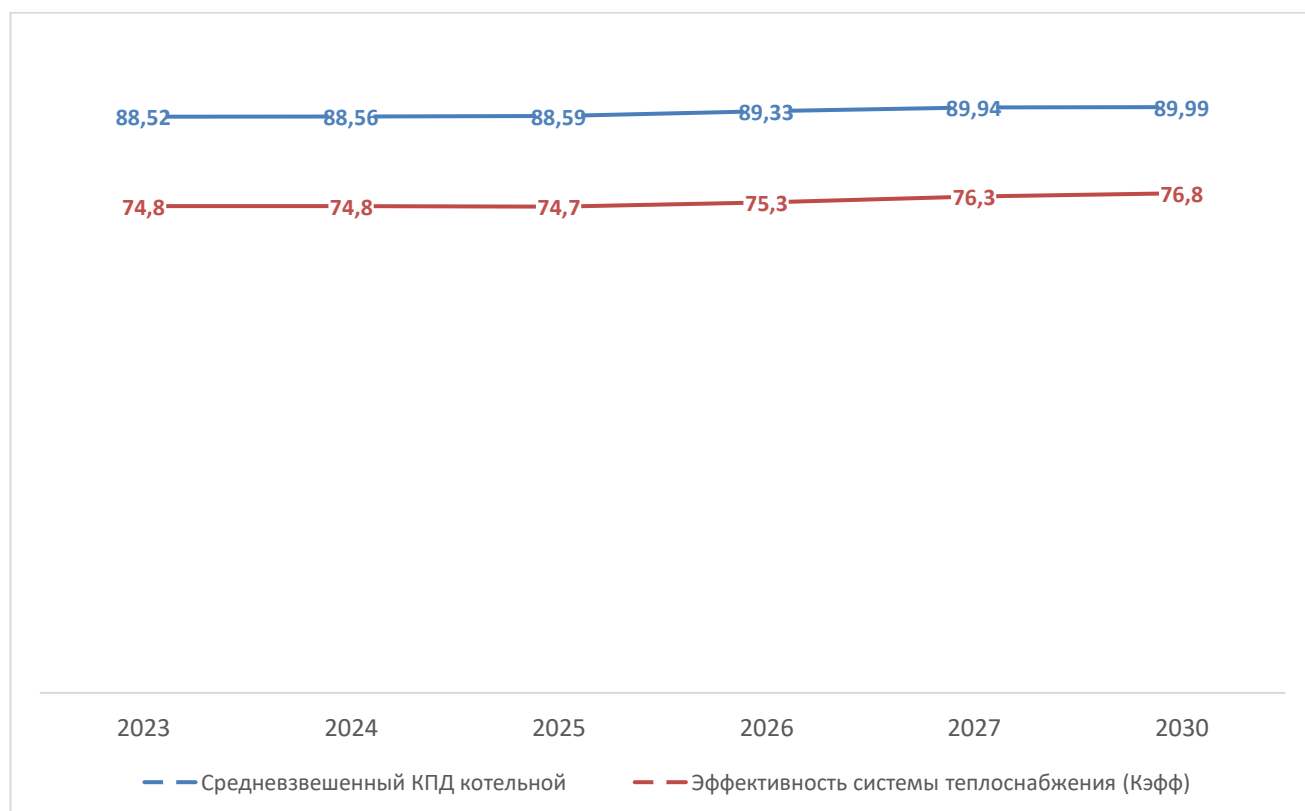


Рисунок 37 Прогнозируемая динамика усреднённого КПД котельных и эффективности систем теплоснабжения.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 76 Общий топливный баланс, совмещённый с балансом тепловой энергии, в целом по СЦТ Кунашакского СП.

№пп	Показатель	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2030
1	Природный газ	тыс м.куб	3227,0	3219,8	3601,7	3564,2	3478,1	3455,8
		тут	3724,0	3715,7	4156,4	4113,1	4013,7	3988,0
2	Выработка тепловой энергии на котельных	Гкал	23074,4	23032,9	25776,0	25719,3	25267,9	25121,3
3	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0
4	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	22724,4	22682,9	25426,0	25369,3	24917,9	24771,3
5	Потери тепловой сети	Гкал	3233,3	3233,3	3693,4	3681,0	3489,5	3343,0
		% от отпуска	14,2	14,3	14,5	14,5	14,0	13,5
6	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	19491	19450	21733	21688	21428	21428
6.1	на нужды отопления и вентиляции	Гкал	19459	19418	21089	21045	20785	20785
6.2	на нужды ГВС	Гкал	32	32	428	428	428	428
6.3	на технологию	Гкал	0	0	216	216	216	216
7	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	161,39	161,32	161,25	159,92	158,85	158,75
8	Средневзвешенный КПД котельной	%	88,52	88,56	88,59	89,33	89,94	89,99
9	Эффективность системы теплоснабжения (Кэфф)	%	74,8	74,8	74,7	75,3	76,3	76,8

Таблица 77 Существующий и перспективный топливный баланс СЦТ «мкр. №1».

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2023	2024	2025	2026	2027	2030
1	природный газ	тыс.м.куб.	—	909,7	909,7	1102,2	1100,0	1100,0	1100,0
	(основное топливо)	т.у.т.		1049,8	1049,8	1271,9	1269,4	1269,4	1269,4
2	дизель	тонн	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	(резервное топливо)	т.у.т.		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	—	7348,6	7348,6	8903,4	8885,7	8885,7	8885,7
4	Выработка тепловой энергии	Гкал	—	6574,9	6574,9	7966,0	7950,2	7950,2	7950,2
5	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	факт за 2022г.	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
6	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	п4-п5	6424,9	6424,9	7816,0	7800,2	7800,2	7800,2
7	Потери тепловой сети	Гкал	—	1750,0	1750,0	2128	2124	2124	2124
		%	п7/п6*100	27,24	27,24	27,23	27,23	27,23	27,23
8	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	п8.1+п8.2+п8.3	4674,9	4674,9	5687,9	5676,4	5676,4	5676,4
8.1	на отопление и вентиляция	Гкал	—	4674,9	4674,9	5381,9	5370,4	5370,4	5370,4
8.2	на нужды ГВС	Гкал	—	0,0	0,0	306,0	306,0	306,0	306,0
8.3	на технологию	Гкал	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	1000(п1+п2)/п4	159,7	159,7	159,7	159,7	159,7	159,7
10	Средневзвешенный КПД котельной	%	п4/п3*100	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5
11	Примечание			Предложений по изменению УТМ нет.					

Таблица 78 Существующий и перспективный топливный баланс СЦТ «мкр. №2».

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2023	2024	2025	2026	2027	2030
1	природный газ	тыс.м.куб.	—	1432,3	1432,3	1621,8	1586,4	1568,9	1568,9
	(основное топливо)	т.у.т.		1652,9	1652,9	1871,5	1830,7	1810,6	1810,6
2	дизель	тонн	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	(резервное топливо)	т.у.т.		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	—	11570,1	11570,1	13100,3	12814,5	12673,7	12673,7
4	Выработка тепловой энергии	Гкал	—	10222,0	10222,0	11573,9	11533,1	11533,1	11533,1
5	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	факт за 2022г.	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
6	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	п4-п5	10022,0	10022,0	11373,9	11333,1	11333,1	11333,1
7	Потери тепловой сети	Гкал	—	607	607	689	681	681	681
		%	п7/п6*100	6,06	6,06	6,06	6,01	6,01	6,01
8	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	п8.1+п8.2+п8.3	9414,7	9414,7	10684,7	10652,0	10652,0	10652,0
8.1	на отопление и вентиляция	Гкал	—	9382,8	9382,8	10346,8	10314,1	10314,1	10314,1
8.2	на нужды ГВС	Гкал	—	31,8	31,8	121,8	121,8	121,8	121,8
8.3	на технологию	Гкал	—	0,0	0,0	216,0	216,0	216,0	216,0
9	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	1000(п1+п2)/п4	161,7	161,7	161,7	158,7	157,0	157,0
10	Средневзвешенный КПД котельной	%	п4/п3*100	88,3	88,3	88,3	90,0	91,0	91,0
11	Примечание			Замена трёх котлов в период с 2025 по 2027гг.					

Таблица 79 Существующий и перспективный топливный баланс СЦТ «мкр. «Совхозный».

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2023	2024	2025	2026	2027	2030
1	природный газ	тыс.м.куб.	—	403,0	408,0	408,0	408,0	408,0	408,0
	(основное топливо)	т.у.т.		465,1	470,9	470,9	470,9	470,9	470,9
2	дизель	тонн	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	(резервное топливо)	т.у.т.		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	—	3255,3	3296,1	3296,1	3296,1	3296,1	3296,1
4	Выработка тепловой энергии	Гкал	—	3109,0	3148,0	3148,0	3148,0	3148,0	3148,0
5	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	п4-п5	3109,0	3148,0	3148,0	3148,0	3148,0	3148,0
7	Потери тепловой сети	Гкал	—	288,0	288,0	288,0	288,0	288,0	288,0
		%	п7/п6*100	9,26	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15
8	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	п8.1+п8.2+п8.3	2821,0	2860,0	2860,0	2860,0	2860,0	2860,0
8.1	на отопление и вентиляция	Гкал	—	2821,0	2860,0	2860,0	2860,0	2860,0	2860,0
8.2	на нужды ГВС	Гкал	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8.3	на технологию	Гкал	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	1000(п1+п2)/п4	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6	149,6
10	Средневзвешенный КПД котельной	%	п4/п3*100	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5
11	Примечание			Предложений по изменению УТМ нет.					

Таблица 80 Существующий и перспективный топливный баланс СЦТ «Лесной».

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2023	2024	2025	2026	2027	2030
1	природный газ	тыс.м.куб.	—	482,0	469,7	469,7	469,7	401,1	378,8
	(основное топливо)	т.у.т.		556,2	542,1	542,1	542,1	462,8	437,1
2	дизель	тонн	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	(резервное топливо)	т.у.т.		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	—	3893,5	3794,5	3794,5	3794,5	3239,8	3059,8
4	Выработка тепловой энергии	Гкал	—	3168,5	3088,0	3088,0	3088,0	2636,6	2490,0
5	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	п4-п5	3168,5	3088,0	3088,0	3088,0	2636,6	2490,0
7	Потери тепловой сети	Гкал	—	588,0	588,0	588,0	588,0	396,6	250,0
		%	п7/п6*100	18,56	19,04	19,04	19,04	15,04	10,04
8	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	п8.1+п8.2+п8.3	2581	2500	2500	2500	2240	2240
8.1	на отопление и вентиляция	Гкал	—	2581	2500	2500	2500	2240	2240
8.2	на нужды ГВС	Гкал	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8.3	на технологию	Гкал	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	1000(п1+п2)/п4	175,5	175,5	175,5	175,5	175,5	175,5
10	Средневзвешенный КПД котельной	%	п4/п3*100	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4	81,4
11	Примечание			Предложений по изменению УТМ нет.					

Таблица 81 Результаты расчетов по каждой СЦТ перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов.

№ п п	Наименование параметра	Ед. изм.	Формула для расчёта	2023	2024	2025	2026	2027	2030
С Ц Т « м к р . № 1 »									
1	Вид основного топлива	—	—	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	3,060	3,060	3,345	3,333	3,320	3,320
3	Максимальная среднечасовая нагрузка на ГВС	ГКал/час	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Расчётная тепловая нагрузка на технологию	ГКал/час	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Эффективность системы теплоснабжения (Кэст)	%	—	63,6	63,6	63,9	63,9	63,9	63,9
6	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб/ч	$(n2+n3+n4)*100*0,129/n5$	0,62	0,62	0,68	0,67	0,67	0,67
7	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб/ч	$(n3+n4)*100*0,129/n4$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Годовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб/	(стр1 табл.77)	909,72	909,72	1102,20	1100,01	1100,01	1100,01
9	Годовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб/	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
С Ц Т « м к р . № 2 »									
1	Вид основного топлива	—	—	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	4,820	4,820	5,224	5,224	5,224	5,224
3	Максимальная среднечасовая нагрузка на ГВС	ГКал/час	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Расчётная тепловая нагрузка на технологию	ГКал/час	—	0,000	0,000	0,083	0,083	0,083	0,083
5	Эффективность системы теплоснабжения (Кэст)	%	—	81,4	81,4	81,6	83,1	84,0	84,0
6	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб/ч	$(n2+n3+n4)*100*0,129/n5$	0,76	0,76	0,84	0,82	0,81	0,81
7	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб/ч	$(n3+n4)*100*0,129/n4$	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01
8	Годовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб/	(стр1 табл.78)	1432,32	1432,32	1621,75	1586,38	1568,95	1568,95
9	Годовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб/	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

№ п п	Наименование параметра	Ед. изм.	Формула для расчёта	2023	2024	2025	2026	2027	2030
С Ц Т «мкр. Совхозный»									
1	Вид основного топлива	—	—	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	0,899	0,899	0,899	0,899	0,899	0,899
3	Максимальная среднечасовая нагрузка на ГВС	ГКал/час	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Расчётная тепловая нагрузка на технологию	ГКал/час	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Эффективность системы теплоснабжения (Кэст)	%	—	86,7	86,8	86,8	86,8	86,8	86,8
6	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб/ч	$(n2+n3+n4)*100*0,129/n5$	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
7	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб/ч	$(n3+n4)*100*0,129/n4$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Годовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб/	(стр1 табл.79)	402,99	408,05	408,05	408,05	408,05	408,05
9	Годовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб/	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
С Ц Т «Лесной»									
1	Вид основного топлива	—	—	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	1,622	1,572	1,522	1,472	1,422	1,172
3	Максимальная среднечасовая нагрузка на ГВС	ГКал/час	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Расчётная тепловая нагрузка на технологию	ГКал/час	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Эффективность системы теплоснабжения (Кэст)	%	—	66,3	65,9	65,9	65,9	69,1	73,2
6	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб/ч	$(n2+n3+n4)*100*0,129/n5$	0,32	0,31	0,30	0,29	0,27	0,21
7	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб/ч	$(n3+n4)*100*0,129/n4$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Годовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб/	(стр1 табл.80)	482,0	469,7	469,7	469,7	401,1	378,8
9	Годовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб/	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Часть 10.2 Результаты расчётов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива.

Норматив создания запасов топлива на котельных рассчитывается в соответствии с «Порядком определения нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)» утверждённым приказом Минэнерго России от 10 августа 2012 г. N 377.

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

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

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

$$\text{ННЗТ} = Q_{\max} \cdot N_{\text{ср.м}} \cdot \frac{1}{K} \cdot T \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. тонн}$$

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

$N_{\text{ср.м}}$ - расчетный норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца, т.у.т./Гкал;

K - коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо (см. таблицу 83), т.у.т./тонн;

T - длительность периода формирования объема неснижаемого запаса топлива, сут.

Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, определяется в зависимости от вида топлива и способа его доставки в соответствии с таблицей 82.

Для расчета размера НЭЗТ принимается плановый среднесуточный расход топлива трех наиболее холодных месяцев отопительного периода и количество суток:

- по твердому топливу – $T^3 = 45$ суток;
- по жидкому топливу – $T^3 = 30$ суток.

Расчет НЭЗТ производится по формуле:

$$\text{НЭЗТ} = Q_{\max}^3 \cdot N_{\text{ср.м3}} \cdot \frac{1}{K} \cdot T^3 \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. тонн}$$

где Q_{\max}^3 - среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть в течение трех наиболее холодных месяцев, Гкал/сут.;

$N_{\text{ср.м3}}$ - расчетный норматив средневзвешенного удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию по трем наиболее холодным месяцам, т.у.т./Гкал.

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

Таблица 82 Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, в зависимости от вида топлива и способа его доставки

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

Для отопительных (производственно-отопительных) котельных, работающих на газовом топливе с резервным жидким топливом, запасы НЭЗТ могут не предусматриваться в случае отсутствия снижений подачи газа в периоды похолоданий за три года, предшествовавших текущему году, и отсутствия графика снижения подачи газа на текущий и (или) планируемые годы.

При строительстве новых газовых котельных в качестве аварийного (резервного) топлива следует предусмотреть дизельное топливо.

На существующих газовых котельных следует обеспечить исправность систем аварийного (резервного) топлива, которые были предусмотрены проектом.

Ограничения подачи газа газоснабжающими организациями в период похолоданий, на текущий год не установлены.

Согласно п. 4.5 в [15], вид топлива и его классификация (основное, при необходимости аварийное) определяется по согласованию с региональными уполномоченными органами власти. Количество и способ доставки необходимо согласовать с топливоснабжающими организациями.

В таблице 83 приведены результаты расчёта нормативных запасов топлива для существующих и перспективных источников тепловой энергии СЦТ.

Таблица 83 Результаты расчётов нормативных запасов топлива.

№пп	наименование системы теплоснабжения	вид основного топлива	вид резервного топлива	среднесуточное значение отпуская тепловой энергии в тепловую сеть в самом холодном месяце года (для расчёта ННЗТ)	расчетный норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца (для расчёта ННЗТ)	коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо	количество суток для расчета запаса ННЗТ	ННЗТ
				Гкал/сут	т.у.т./Гкал	т.у.т./тонн	сут.	тонн
1	СЦТ «мкр. №1»	природный газ	диз.топливо	53,6	0,200	1,45	5	37,0
2	СЦТ «мкр. №2»	природный газ	диз.топливо	84,4	0,200	1,45	5	58,2
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	природный газ	диз.топливо	14,5	0,200	1,45	5	10,0
4	СЦТ «Лесной»	природный газ	диз.топливо	18,9	0,190	1,45	5	12,4
5	Автоматическая блочно-модульная газовая котельная мощностью 1,6 МВт для новой средней школы по адресу: с. Кунашак, ул. Челябинская, 3.	природный газ	диз.топливо	11,0	0,180	1,45	5	6,8

Часть 10.3 Виды топлива, потребляемые источниками тепловой энергии.

Централизованное газоснабжение сетевым природным газом предусмотрено в двух населённых пунктах Кунашакского СП: с. Кунашак и п. Лесной. Газоснабжение п. Лесной и с. Кунашак осуществляется по магистральному газопроводу высокого давления, проложенному со стороны с. Кунашак до ГРП, расположенного на западной окраине п. Лесной.

Теплотворная способностью природного газа - 8078ккал/м.куб.

На котельных СЦТ Кунашакского СП резервное топливо не предусмотрено. На складах в котельной СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» имеются дизельные горелки и минимальный запас дизельного топлива (порядка 100 литров). Регулярно проводятся тренировки операторов по переводу котельной для работы на дизельном топливе.

По состоянию на 2023 год на территории Кунашакского СП источники тепловой энергии с использованием ВИЭ, а также местных видов топлива отсутствуют, за исключением печного отопления с использованием древесины для индивидуального теплоснабжения.

Часть 10.4. Преобладающий в поселении вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в поселении.

Основным единственным видом топлива, определяемым по совокупности всех СЦТ на территории Кунашакского СП, является природный газ (ГОСТ 5542-87 "Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения").

Часть 10.5 Приоритетное направление развития топливного баланса поселения.

До 2030 года ожидается повышение эффективности функционирования систем централизованного теплоснабжения за счёт снижения сетевых теплопотерь и повышения КПД котельных. Соответственно, ожидается снижение удельного расхода топлива на единицу полезного отпуска тепловой энергии.

Часть 10.6 Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии.

Изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, нет.

Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения.

Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в пунктах 6.25-6.33 СП 124.13330-2012 «Тепловые сети».

В соответствии с указаниями в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений предусмотренных ГОСТ 30494. Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.
- Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54ч: жилые и общественные здания до 12°C, промышленных зданий до 8°C.
- Третья категория – остальные потребители».

В соответствии с п. 6.25 в [14]: «Способность проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) следует определять по трем показателям (критериям): вероятности безотказной работы [Р], коэффициенту готовности [Кг] и живучести [Ж]».

В соответствии с указаниями п. 6.26 в [14] минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать: для источника теплоты - 0,97; для тепловых сетей - 0,9; для потребителя теплоты - 0,99. Минимально допустимый показатель вероятности безотказной работы системы централизованного теплоснабжения в целом следует принимать равным 0,86.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимостью замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей теплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также - числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе Кг принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью СЦТ к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Термины и определения, используемые в настоящей главе, приведены в п. 1.9.1 части 1.9 главы 1.

Часть 11.1 Методы и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения.

На официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> данные по отказам (аварийные ситуации) и технологическим сбоям на тепловых сетях СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной» за период работы с 2019 по 2022 годы отсутствуют. Вышеуказанная информация МУП «Балык» не предоставлена.

На основании данных АО «Челябоблкоммунэнерго» отказов тепловых сетей за 2022г. не было (см. п.2.1 в томе 3). На основе отчётных данных, публикуемых АО «Челябоблкоммунэнерго» на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов (аварийные ситуации) и технологических сбоев на тепловых сетях СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» за период работы с 2019 по 2022 годы не зафиксировано.

Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения приведены в приложении 4. Формы рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

Часть 11.2 Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей, среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения.

На официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> данные по отказам (аварийные ситуации) и технологическим сбоям на тепловых сетях СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной» за период работы с 2019 по 2022 годы отсутствуют. Вышеуказанная информация МУП «Балык» не предоставлена.

На основании данных АО «Челябоблкоммунэнерго» отказов тепловых сетей за 2022г. не было (см. п.2.1 в томе 3). На основе отчётных данных, публикуемых АО «Челябоблкоммунэнерго» на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов (аварийные ситуации) и технологических сбоев на тепловых сетях СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» за период работы с 2019 по 2022 годы не зафиксировано.

Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения приведены в приложении 4. Формы рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

Часть 11.3 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения Кунашакского СП и мероприятия по повышению надёжности систем теплоснабжения.

В соответствии с письмом Министерства энергетики России от 07.05.2022г. №ЕГ-6173/07 (см. п. 4.2 в томе 3) при актуализации схемы теплоснабжения необходимо выявить потенциальные угрозы в системах теплоснабжения и выработать мероприятия по повышению надёжности систем теплоснабжения, направленных на нивелирование выявленных угроз.

Потенциальными рисками (угрозами) в системах теплоснабжения являются: отказы в работе источников тепловой энергии по причине отказа оборудования; отказы в работе источников тепловой энергии по причине нарушения (прекращения) энергоснабжения; отказы в работе тепловых сетей (порывы в сетях).

В таблице 84 отражены выявленные угрозы (риски) в системах теплоснабжения по результатам анализа предоставленной информации и схемы теплоснабжения Кунашакского СП актуализированной на 2023г. В таблице 84 зелёным цветом выделены те ячейки по каждой СЦТ, где проблема отсутствует; красным цветом выделены те ячейки, где проблема (угроза) носит явный (выраженный) характер; жёлтым цветом – где проблема (угроза) не носит острого (явного) характера.

Часть 11.4 Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.

Реализация мероприятий по техническому перевооружению и модернизации систем централизованного теплоснабжения, предусмотренные схемой теплоснабжения (см. Главы 7 и 8) направлены, в том числе, на повышение их надёжности.

Методика расчёта вероятности безотказной работы (ВБР) тепловых сетей подробно изложена в п. 1.9.2 части 1.9 главы 1.

Функционал расчёта ВБР сетей теплоснабжения, относительно каждого потребителя, реализован в ПРК ZuluThermo ГИС Zulu 8.

По причине отсутствия статистической информации об отказах расчет интенсивности отказов теплопроводов λ с учетом времени их эксплуатации производится по зависимостям распределения Вейбулла при начальной интенсивности отказов 1 км однолинейного теплопровода $\lambda_{нач}$ равной $5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч) или 0,05 1/(км·год). Средняя интенсивность отказов единицы запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) принимается равной $2,28 \cdot 10^{-7}$ 1/ч или 0,002 1/год.

Расчёт ВБР существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя выполнен в ПРК ZuluThermo ГИС Zulu 8. Результаты расчётов совмещены с результатами расчетов гидравлических режимов передачи теплоносителя по тепловым сетям и представлены в таблице 60 части 3.12.

Таблица 84 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения Кунашакского СП.

№п/п	Наименование ЦТП	Адрес местонахождения источника тепловой энергии	Источники тепловой энергии.									Сети теплоснабжения.		
			Основные характеристики (параметры) источников тепловой энергии.				Потенциальные угрозы по источникам теплоснабжения.					Основные характеристики (параметры) тепловых сетей.		Потенциальные угрозы по теплосетям.
			Располагаемая мощность, Гкал/ч	Общее количество исправных котлов	Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Вид основного топлива	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе самого из работы мощного котла, Гкал/ч	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной по состоянию на 2023г.	Резервное топливо.	Электроснабжение	Водоснабжение	Общая протяжённость в двухтрубном исполнении, км	Краткое описание	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей, лет
1	ЦТП «мкр.№1»	с. Кунашак, ул. Свердлова, 10	8,00	4	3,06	природный газ	5,83	16	пенное топливо	Два ввода от внешней энергосистемы.	Центральный водопровод (ОДИН ВВОД). Резервуар запаса исходной воды объёмом 55м.куб. Резерв - собственная скважина.	4,4	двухтрубная система	< 10
2	ЦТП «мкр.№2»	с. Кунашак, ул. Писнерская, 71	8,00	4	4,82	природный газ	5,82	13,5	пенное топливо	Один ввод от внешней энергосистемы.	Собственная скважина. Резервуар запаса исходной воды объёмом 75 м.куб. Резерв - центральный водопровод.	35,4	двухтрубная система	< 10
3	ЦТП «мкр. Совхозный»	с. Кунашак, ул. Совхозная.	1,31	2	0,90	природный газ	0,40	9	нет	Один ввод от внешней энергосистемы.	Центральный водопровод (ОДИН ВВОД). Резервуар запаса исходной воды объёмом 25м.куб	11,1	двухтрубная система	7
4	ЦТП «Лесной»	п. Лесной	1,38	4	1,62	природный газ	1,00	10	нет	Один ввод от внешней энергосистемы.	Центральный водопровод (ОДИН ВВОД). Резервуар запаса исходной воды объёмом 2 м.куб.	15,2	двухтрубная система	4

Выводы:

- Расчёт показал, что ВБР существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя, подключенного к СЦТ, находится в пределах допустимых значений (более 0,9), регламентированных п.6.26 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Карты зон с ненормативной надежностью теплоснабжения потребителей не составлялись. Несмотря на значительный износ существующие сети теплоснабжения имеют не большую протяжённость и обеспечивают нормативную надежность теплоснабжения.
- Ожидается, что до 2030г. топология и параметры сетей теплоснабжения СЦТ Кунашакского СП в целом будет соответствовать состоянию 2023г. Обновление сетей теплоснабжения будет положительно влиять на ВБР сетей теплоснабжения (ВБР будет увеличиваться).
- На перспективу до 2030г. прогнозируется отключение от СЦТ объектов индивидуального жилищного фонда и жилищного фонда блокированной застройки (перевод на индивидуальное теплоснабжение), ожидается уменьшение протяжённости сетей. Следовательно ВБР сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя повысится.

Часть 11.5 Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки.

Функционал расчёта коэффициента готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя реализован в ПРК ZuluThermo ГИС Zulu 8.

Расчёт коэффициента готовности существующих сетей теплоснабжения к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя выполнен в ПРК ZuluThermo ГИС Zulu 8. Результаты расчётов совмещены с результатами расчетов гидравлических режимов передачи теплоносителя по тепловым сетям и представлены в таблице 60.

Выводы:

- Расчёт показал, что коэффициент готовности существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя, подключенного к СЦТ, находится в пределах допустимых значений (более 0,97), регламентированных п.6.26 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Карты зон с ненормативной надежностью теплоснабжения потребителей не составлялись. Несмотря на значительный износ существующие сети теплоснабжения имеют не большую протяжённость и обеспечивают нормативную надежность теплоснабжения.
- Ожидается, что до 2030г. топология и параметры сетей теплоснабжения СЦТ Кунашакского СП в целом будет соответствовать состоянию 2023г. Обновление сетей теплоснабжения будет положительно влиять на коэффициент готовности сетей теплоснабжения (коэффициент готовности сетей будет увеличиваться).
- На перспективу до 2030г. прогнозируется отключение от СЦТ объектов индивидуального жилищного фонда и жилищного фонда блокированной застройки (перевод на индивидуальное теплоснабжение), ожидается уменьшение протяжённости сетей. Следовательно коэффициент готовности сетей теплоснабжения повысится.

Часть 11.6 Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии.

На официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> данные по отказам

(аварийные ситуации) и технологическим сбоям на тепловых сетях и источниках тепловой энергии СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной» за период работы с 2019 по 2022 годы отсутствуют. Вышеуказанная информация МУП «Балык» не предоставлена.

На основании данных АО «Челябоблкоммунэнерго» отказов тепловых сетей за 2022г. не было (см. п.2.1 в томе 3). На основе отчётных данных, публикуемых АО «Челябоблкоммунэнерго» на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов (аварийные ситуации) и технологических сбоев на тепловых сетях и источниках тепловой энергии СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» за период работы с 2019 по 2022 годы не зафиксировано.

Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения приведены в приложении 4. Формы рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

Часть 11.7 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.

В соответствии с разъяснениями Министерства энергетики России от 06.06.2022г. №СП-7733/07 (см. п. 3.3 в томе 3): Оценка надёжности теплоснабжения в аварийных режимах теплоснабжения должна выполняться на основании результатов анализа расчётов возможности обеспечения нормативных показателей надёжности теплоснабжения с перспективной тепловой нагрузкой (на конец периода разработки схемы теплоснабжения) при отказе головного участка теплопровода на одном (с наибольшим диаметром) из выводов тепловой мощности от источника тепловой энергии, которые должны быть выполнены в следующем порядке:

- в электронной модели системы теплоснабжения должен быть разработан перечень необходимых переключений существующей запорно-регулирующей арматуры, обеспечивающей циркуляцию теплоносителя в нижних (после головного участка) участках тепловой сети;
- должен быть рассчитан гидравлический режим циркуляции теплоносителя в аварийном режиме и установлены места нарушения требований нормативного теплоснабжения;
- если по результатам организации нового распределения потоков теплоносителя не удастся достичь нормативных показателей надёжности теплоснабжения, должны быть разработаны предложения по мероприятиям, направленным на их достижение.

В соответствии с требованиями п. 5 СП 124.1330.2012 «Тепловые сети»:

- при авариях (отказах) в системе централизованного теплоснабжения в течение всего ремонтно-восстановительного периода должна обеспечиваться: подача 100 % необходимой теплоты потребителям первой категории;
- подача теплоты на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в объёме 91% при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления - 49°C.

11.7.1 Анализ существующих схем сетей теплоснабжения.

Существующие сети теплоснабжения СЦТ Кунашакского СП тупиковые, нерезервированные. Из всех СЦТ наибольшую протяжённость наружных сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении имеют СЦТ «мкр. №1» - 4,366 км и СЦТ «мкр. №2» - 3,934км.

Наибольшая протяжённость трубопроводов от котельной до самого удалённого, в гидравлическом отношении конечного потребителя, составляет 0,92 км (это путь: «котельная СЦТ «мкр. №1» - Октябрьская, 16»).

Так как по состоянию на 2023г. теплосети СЦТ Кунашакского СП не закольцованы, моделирование гидравлических режимов работы сетей при отказе отдельных элементов не имеет смысла, так как повреждения любого из участков существующих тепловых сетей будет приводить к полному прекращению теплоснабжения всех потребителей, расположенных после места повреждения.

Расчёт показал (см. часть 11.4 и 11.5), что показатели надёжности (ВБР и коэффициент готовности) существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя, подключенного к СЦТ, находится в пределах допустимых значений (более 0,9), регламентированных п.6.26 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Существующие сети теплоснабжения имеют не большую протяжённость и обеспечивают нормативную надёжность теплоснабжения. Резервирование участков теплопроводов существующих сетей теплоснабжения не требуется.

11.7.2 Анализ перспективных схем сетей теплоснабжения.

Расчёт показал (см. часть 11.4 и 11.5), что показатели надёжности (ВБР и коэффициент готовности) существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя, подключенного к СЦТ, находится в пределах допустимых значений (более 0,9), регламентированных п.6.26 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Предложения, предусмотренные настоящим проектом направлены, в том числе, на значительное уменьшение средневзвешенного срока эксплуатации теплосетей (*обновление сетей*), что приводит к увеличению ВБР и коэффициента готовности сетей.

На перспективу до 2030г. прогнозируется отключение от СЦТ объектов индивидуального жилищного фонда и одноэтажного жилищного фонда блокированной застройки (перевод на индивидуальное теплоснабжение), ожидается уменьшение протяжённости сетей. Следовательно ВБР и коэффициент готовности сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя повысится.

Вывод: Резервирование участков теплопроводов на данном этапе не требуется.

Часть 11.8 Предложения, обеспечивающие надёжность систем теплоснабжения.

Предложения (проекты, мероприятия) предусмотренные схемой теплоснабжения так или иначе направлены на повышение надёжности теплоснабжения. Перечень предложений (проектов, мероприятий), предусмотренных настоящим проектом и оказывающих влияние на надёжность теплоснабжения представлен в таблице 85.

Таблица 85 Перечень предложений (проектов, мероприятий), предусмотренных схемой теплоснабжения оказывающих влияние на надёжность теплоснабжения.

Номер проекта	Описание проекта	Срок реализации	Оценочный объем планируемых инвестиций на реализацию проектов в ценах 2023г. (без НДС), млн.руб	Влияние на надёжность теплоснабжения
Б1	Реконструкция насосной группы котельной №1 в с. Кунашак, с заменой сетевого насоса "1Д315-50" на Wilo IL 80/200-22/2.	2023	0,80	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт обновления насосного оборудования
Б2	Техническое перевооружение котельной №2 в с. Кунашак, с заменой 4-х котлов марки "КВ-2/95".	2024-2025	8,71	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт основного оборудования
Б3	Реконструкция насосной группы котельной №2, с заменой сетевого насоса "1Д315-50".	2025	0,81	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт обновления насосного оборудования
Б4	Техническое перевооружение газовой отопительной котельной в п. Лесной.	2023	6,00	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт обновления основного оборудования
В2	Реконструкция магистрального участка тепловой сети по ул. Свердлова в с. Кунашак.	2023-2027	2,38	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт замены изношенных участков тепловых сетей.
ВСЕГО НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТОВ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СХемой ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ, В ТОМ ЧИСЛЕ, НА ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ			12,69	

Часть 11.9 Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них.

Существенных изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, нет.

В 2018г. была произведена масштабная замена сетей теплоснабжения в СЦТ «Лесной». Сети СЦТ «Лесной» находятся в удовлетворительном состоянии.

На основании сведений, предоставленных АО «Челябоблкоммунэнерго»:

- В 2020-2022гг была произведена замена отдельных участков сетей теплоснабжения в СЦТ «мкр. №1» по ул. Свердлова, в том числе в 2022г. была произведена замена участка тепловой сети Ду150/150 протяжённостью 60м.
- В 2022г. в СЦТ «мкр. №2» произведена замена участка тепловой сети Ду100/100 протяжённостью 25м.

За 2022г. было заменено всего 1,1% от общей материальной характеристики сетей теплоснабжения СЦТ Кунашакского СП.

При нормативном сроке службы сетей теплоснабжения – 25 лет, ежегодно необходимо менять порядка 4% от общей материальной характеристики сетей.

Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.

Часть 12.1: Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Стоимость строительства и реконструкции источников тепловой энергии определена по укрупненным нормативам цен строительства НЦС 81-02-19-2023 «Здания и сооружения городской инфраструктуры» (см. [22]) в ценах 2023г. Расценки НЦС 81-02-19-2023 содержат в своём составе все затраты, в том числе затраты на оформление земельного участка для строительства котельной, выполнение проектных работ, экспертиза, приобретение оборудования и материалов; строительно-монтажные и приёмо-сдаточные работы.

Стоимость строительства и реконструкции тепловых сетей определена по укрупненным нормативам цен строительства НЦС 81-02-13-2022 «Наружные тепловые сети» в ценах 2022г. Расценки приняты для подземной бесканальной прокладки сетей теплоснабжения стальными трубами в ППУ изоляции и полиэтиленовой оболочке.

Для оценки уровня инфляции использован «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2035 года», разработанный Минэкономразвития России, а именно прогноз индексов-дефляторов и инфляции до 2035 года.

Год	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ИПЦ, у.е.	1,119	1,020	1,037	1,030	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04

Коэффициент перехода от цен базового района (Московская область) к уровню цен Челябинской области – 0,85 для теплосетей и 0,88 для источников тепловой энергии (см. [21] и [22]).

График и оценочный объём финансирования проектов по реализации схемы теплоснабжения приведён в таблице 86. Общий объём инвестиций на реализацию проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения до 2030г. составит **25,00 млн.руб.** (в ценах 2023г), в том числе бюджетное финансирование – 0,0 млн.руб.

Часть 12.2 Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Схема финансирования строительства подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта (далее – ИП), т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока

При разработке схемы финансирования определяются финансовые потребности по каждому мероприятию.

Таблица 86 Реестр проектов схемы теплоснабжения и график финансирования.

Номер проекта	Шифр проекта в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019г. №212	Описание проекта	Срок реализации	Источник инвестиций	Оценочный объем планируемых инвестиций на реализацию проектов в ценах 2023г. (без НДС), млн.руб	Оценочный объем планируемых инвестиций на реализацию проекта по годам реализации без учёта ИПЦ, млн. руб.							
						2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
А.Перечень проектов по строительству источников тепловой энергии.													
A2	001-01-01-01	Строительство блочно-модульной газовой котельной мощностью 1,0МВт для двухМКДвмикрорайоне "Совхозный" с. Кунашак.	2023-2024	внебюджетноефинансирование (средстваинвестора)	10,49	5,25	5,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов по строительству источников тепловой энергии.					10,49	5,25	5,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Б.Перечень проектов по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.													
B1	001-01-02-01	Реконструкциянасоснойгруппыкотельной№1 в с. Кунашак, с заменой сетевого насоса "ID315-50" наVilo IL 80/200-22/2.	2023	внебюджетноефинансирование	0,80	0,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B2	001-01-03-01	Техническое перевооружение котельной№2 в с. Кунашак, с заменой 4-х котлов марки "KB-295".	2024-2025	внебюджетноефинансирование	8,71	0,00	4,35	4,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B3	001-01-03-01	Реконструкциянасоснойгруппыкотельной№2, с заменой сетевого насоса "ID315-50".	2025	внебюджетноефинансирование	0,81	0,00	0,00	0,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.					10,32	0,80	4,35	5,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
В.Перечень проектов по реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.													
B2	001-02-03-02	Реконструкциямагистрального участка тепловой сети поул. Свердлова в с. Кунашак.	2023-2027	внебюджетноефинансирование	2,38	0,00	0,59	0,59	0,59	0,59	0,00	0,00	0,00
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов по реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.					2,38	0,00	0,59	0,59	0,59	0,59	0,00	0,00	0,00
Г. Перечень проектов, направленных на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями.													
G1	002-02-09-01	Наладкагидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Игр. Совхозный".	2024-2025	внебюджетноефинансирование (средства теплоснабжающей организации)	0,42	0,00	0,21	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
G2	002-02-09-02	Наладкагидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Лесной".	2024-2025	внебюджетноефинансирование (средства теплоснабжающей организации)	1,40	0,00	0,70	0,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов, направленных на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями.					1,81	0,00	0,91	0,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ВСЕГО НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТОВ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СХЕМОЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ					25,00	6,05	11,10	6,66	0,59	0,59	0,00	0,00	0,00
БЮДЖЕТНОЕ ФИНАНСИРОВАНИЕ					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ВНЕБЮДЖЕТНОЕ ФИНАНСИРОВАНИЕ					25,00	6,05	11,10	6,66	0,59	0,59	0,00	0,00	0,00

В зависимости от способа формирования собственные источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

12.2.1 Внутренние источники собственных средств.

Основными внутренними источниками финансирования любого коммерческого предприятия являются чистая прибыль, амортизационные отчисления, реализация или сдача в аренду неиспользуемых активов и др.

Чистая прибыль.

В современных условиях предприятия самостоятельно распределяют прибыль, остающуюся в их распоряжении. Рациональное использование прибыли предполагает учет таких факторов, как планы дальнейшего развития предприятия, а также соблюдение интересов собственников, инвесторов и работников. В общем случае, чем больше прибыли направляется на расширение хозяйственной деятельности, тем меньше потребность в дополнительном финансировании. Величина нераспределенной прибыли зависит от рентабельности хозяйственных операций, а также от принятой на предприятии политики в отношении выплат собственникам (дивидендная политика).

К достоинствам реинвестирования прибыли следует отнести:

- отсутствие расходов, связанных с привлечением капитала из внешних источников;
- сохранение контроля за деятельностью предприятия со стороны собственников;
- повышение финансовой устойчивости и более благоприятные возможности для привлечения средств из внешних источников.

В свою очередь, недостатками использования данного источника являются его ограниченная и изменяющаяся величина, сложность прогнозирования, а также зависимость от внешних, не поддающихся контролю со стороны менеджмента факторов (например, конъюнктура рынка, фаза экономического цикла, изменение спроса и цен и т. п.).

Амортизационные отчисления.

Еще одним важнейшим источником самофинансирования предприятий служат амортизационные отчисления.

Они относятся на затраты предприятия, отражая износ основных и нематериальных активов, и поступают в составе денежных средств за реализованные продукты и услуги. Их основное назначение — обеспечивать не только простое, но и расширенное воспроизводство.

Преимущество амортизационных отчислений как источника средств заключается в том, что он существует при любом финансовом положении предприятия и всегда остается в его распоряжении.

Величина амортизации как источника финансирования инвестиций во многом зависит от способа ее начисления, как правило, определяемого и регулируемого государством.

Выбранный способ начисления амортизации фиксируется в учетной политике предприятия и применяется в течение всего срока эксплуатации объекта основных средств.

Применение ускоренных способов (уменьшаемого остатка, суммы чисел лет и др.) позволяет увеличить амортизационные отчисления в начальные периоды эксплуатации объектов инвестиций, что при прочих равных условиях приводит к росту объемов самофинансирования.

Для более эффективного использования амортизационных отчислений в качестве финансовых ресурсов предприятию необходимо проводить адекватную амортизационную политику. Она включает в себя политику воспроизводства основных активов, политику в

области применения тех или иных методов расчета амортизационных отчислений, выбор приоритетных направлений их использования и другие элементы.

Несмотря на преимущества внутренних источников финансирования, их объемы, как правило, недостаточны для расширения масштабов хозяйственной деятельности, реализации инвестиционных проектов, внедрения новых технологий и т. д.

12.2.2 Внешние (привлеченные) источники денежных средств.

Эмиссия обыкновенных акций.

Акционерные общества, испытывающие потребность в инвестициях, могут осуществлять дополнительное размещение акций по открытой или закрытой подписке (среди ограниченного круга инвесторов). Финансирование за счет эмиссии обыкновенных акций имеет следующие преимущества:

- этот источник не предполагает обязательных выплат, решение о дивидендах принимается советом директоров и утверждается общим собранием акционеров;
- акции не имеют фиксированной даты погашения — это постоянный капитал, который не подлежит «возврату» или погашению;
- проведение IPO существенно повышает статус предприятия как заемщика (повышается кредитный рейтинг, по оценкам экспертов, стоимость привлечения кредитов и обслуживания долга снижается на 2-3 % годовых), акции могут также служить в качестве залога по обеспечению долга;
- обращение акций предприятия на биржах предоставляет собственникам более гибкие возможности для выхода из бизнеса;
- повышается капитализация предприятия, формируется рыночная оценка его стоимости, обеспечиваются более благоприятные условия для привлечения стратегических инвесторов;
- эмиссия акций создает положительный имидж предприятия в деловом сообществе, в том числе — международном, и т. д.

К общим недостаткам финансирования путем эмиссии обыкновенных акций следует отнести:

- предоставление права участия в прибылях и управлении фирмой большему числу владельцев;
- возможность потери контроля над предприятием;
- более высокая стоимость привлеченного капитала по сравнению с другими источниками;
- сложность организации и проведения эмиссии, значительные расходы на ее подготовку;
- дополнительная эмиссия может рассматриваться инвесторами как негативный сигнал и приводить к падению цен в краткосрочной перспективе.

Кредитное финансирование.

Кредитное финансирование используется, как правило, в процессе реализации краткосрочных инвестиционных проектов с высокой нормой рентабельности инвестиций. Особенность заемного капитала заключается в том, что его необходимо вернуть на определенных заранее условиях, при этом кредитор не претендует на участие в доходах от реализации инвестиций.

Основным показателем, характеризующим рентабельность использования заемного капитала, является эффект финансового рычага.

Эффект финансового рычага – это показатель, отражающий изменение рентабельности собственных средств, полученное благодаря использованию заемных средств, и рассчитывается

по следующей формуле:

$$DFL = (1-t) \times (ROA - r) \times (D/E)$$

где:

DFL – эффект финансового рычага, в процентах;

t – ставка налога на прибыль, в относительной величине;

ROA – рентабельность активов (экономическая рентабельность по EBIT) в %;

r – ставка процента по заемному капиталу, в %;

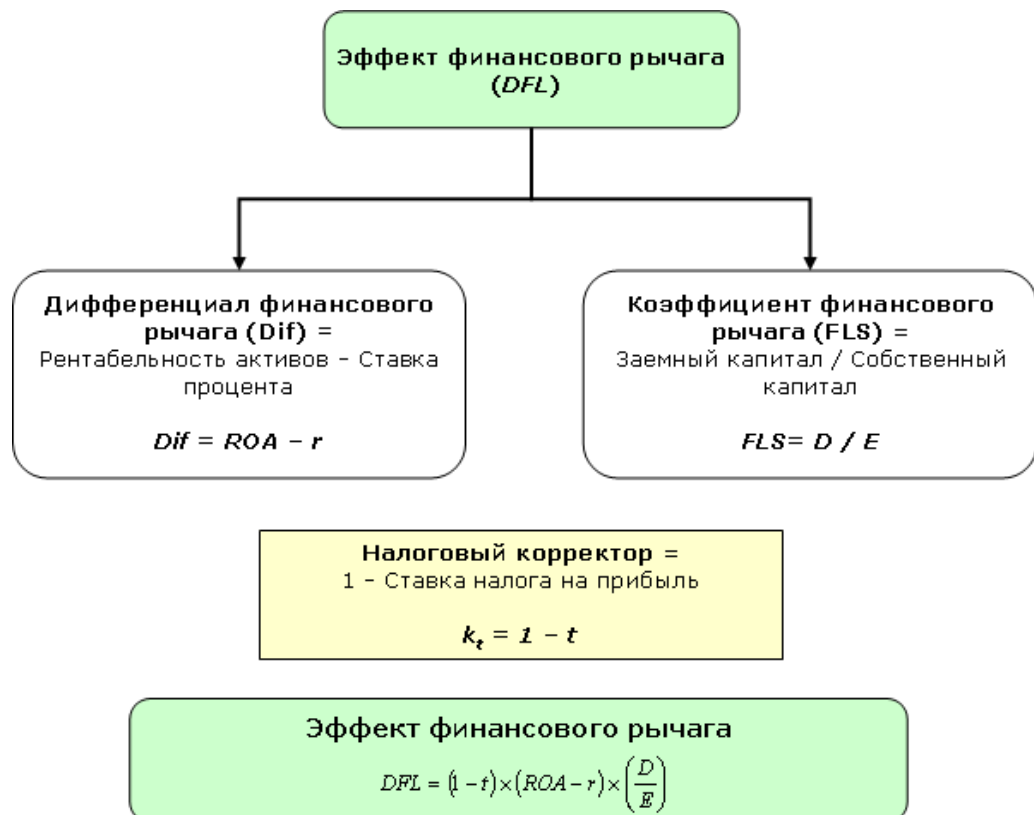
D – заемный капитал;

E – собственный капитал.

Эффект финансового рычага проявляется в разности между стоимостью заемного и размещенного капиталов, что позволяет увеличить рентабельность собственного капитала и уменьшить финансовые риски.

Положительный эффект финансового рычага базируется на том, что банковская ставка в нормальной экономической среде оказывается ниже доходности инвестиций. Отрицательный эффект (или обратная сторона финансового рычага) проявляется, когда рентабельность активов падает ниже ставки по кредиту, что приводит к ускоренному формированию убытков.

Составляющие эффекта финансового рычага представлены на нижеприведенном рисунке.



Как видно из рисунка эффект финансового рычага (DFL) представляет собой произведение двух составляющих, скорректированное на налоговый коэффициент (1 - t), который показывает в какой степени проявляется эффект финансового рычага в связи с различным уровнем налога на прибыль.

Одной из основных составляющих формулы выступает так называемый дифференциал финансового рычага (Dif) или разница между рентабельностью активов компании (экономической рентабельностью), рассчитанной по EBIT, и ставкой процента по заемному капиталу:

$$Dif = ROA - r$$

где:

r – ставка процента по заемному капиталу, в %;

ROA – рентабельность активов в %.

Дифференциал финансового рычага является главным условием, образующим рост рентабельности собственного капитала. Для этого необходимо, чтобы экономическая рентабельность превышала процентную ставку платежей за пользование заемными источниками финансирования, т.е. дифференциал финансового рычага должен быть положительным. Если дифференциал станет меньше нуля, то эффект финансового рычага будет действовать только во вред организации.

Второй составляющей эффекта финансового рычага выступает коэффициент финансового рычага (плечо финансового рычага – FLS), характеризующий силу воздействия финансового рычага и определяемый как отношение заемного капитала (D) к собственному капиталу (E):

$$FLS = D/E$$

Таким образом, эффект финансового рычага складывается из влияния двух составляющих: *дифференциала и плеча рычага*.

Дифференциал и плечо рычага тесно взаимосвязаны между собой. До тех пор, пока рентабельность вложений в активы превышает цену заемных средств, т.е. дифференциал положителен, рентабельность собственного капитала будет расти тем быстрее, чем выше соотношение заемных и собственных средств. Однако по мере роста доли заемных средств растет их цена, начинает снижаться прибыль, в результате падает и рентабельность активов и, следовательно, возникает угроза получения отрицательного дифференциала.

По оценкам экономистов на основании изучения эмпирического материала успешных зарубежных компаний, оптимально эффект финансового рычага находится в пределах 30–50% от уровня экономической рентабельности активов (ROA) при плече финансового рычага 0,67–0,54. В этом случае обеспечивается прирост рентабельности собственного капитала не ниже прироста доходности вложений в активы.

Эффект финансового рычага способствует формированию рациональной структуры источников средств предприятия в целях финансирования необходимых вложений и получения желаемого уровня рентабельности собственного капитала, при которой финансовая устойчивость предприятия не нарушается.

Финансовый рычаг характеризует возможность повышения рентабельности собственного капитала и риск потери финансовой устойчивости. Чем выше доля заемного капитала, тем выше чувствительность чистой прибыли к изменению балансовой прибыли. Таким образом, при дополнительном заимствовании может возрасти рентабельность собственного капитала при условии:

$$\text{если } ROA > i, \text{ то } ROE > ROA \text{ и } \Delta ROE = (ROA - i) * D/E$$

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов, ROA превышает процентную ставку за кредит, i . Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала. Однако при этом необходимо следить за дифференциалом ($ROA - i$), так как при увеличении плеча финансового рычага (D/E) кредиторы склонны компенсировать свой риск повышением ставки за кредит. Дифференциал отражает риск кредитора: чем он больше, тем меньше риск. Дифференциал не должен быть отрицательным, и эффект финансового рычага оптимально должен быть равен 30 - 50% от рентабельности активов, так как чем сильнее эффект финансового рычага, тем выше финансовый риск невозврата кредита, падения дивидендов и

курса акций.

Уровень сопряженного риска характеризует операционно-финансовый рычаг. Операционно-финансовый рычаг наряду с позитивным эффектом увеличения рентабельности активов и собственного капитала в результате роста объема продаж и привлечения заемных средств отражает также риск снижения рентабельности и получения убытков.

Инвестиционная надбавка к цене (тарифу) для потребителей

Надбавка к цене (тарифу) для потребителей - ценовая ставка, которая учитывается при расчетах потребителей с организациями коммунального комплекса, устанавливается в целях финансирования инвестиционных программ организаций коммунального комплекса и общий размер которой соответствует сумме надбавок к тарифам на товары и услуги организаций коммунального комплекса, реализующих инвестиционные программы по развитию системы коммунальной инфраструктуры.

Размер надбавки к тарифу определяется в соответствии с методом RAB регулирования. RAB (Regulatory Asset Base – регулируемая база инвестированного капитала) – это система долгосрочного тарифообразования, основной целью которой является привлечение инвестиций в расширение и модернизацию инфраструктуры.

Переход на RAB-регулирование – это переход на новую инвестиционную стратегию. Применение метода доходности инвестированного капитала направлено на решение важнейших задач тарифного регулирования в теплоэнергетической отрасли – создания благоприятных условий для привлечения долгосрочных частных инвестиций в целях модернизации основных производственных фондов, повышения уровня надежности и качества реализуемых услуг, а также создания стимулов для сокращения операционных расходов регулируемых организаций. В числе преимуществ метода RAB - стимулирование привлечения инвестиций, повышение капитализации регулируемых организаций, повышение качества стратегического планирования деятельности организаций, экономическая мотивация снижения издержек.

Методика RAB, соответствующая передовому международному опыту в регулировании естественных монополий – это тарифная мотивация к снижению операционных расходов компаний и прозрачный контроль. Переход к системе RAB-метода обеспечит необходимое финансирование мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения, в том числе их обновлению и модернизации, а также будет способствовать стабильности отношений между теплоснабжающими организациями и потребителями за счет установления долгосрочных тарифов.

Одним из основных мотивов перехода на RAB-метод является необходимость модернизации сетевого комплекса, износ основных фондов.

Основой экономических отношений в сфере ЖКХ на сегодняшний момент является система бюджетного дотирования предприятий. В данной ситуации потребители не имеют возможности влияния на количество и качество предоставляемых им услуг.

Важным условием при переходе на долгосрочные методы регулирования является прозрачность тарифа для инвестора, которому необходимы четкие и понятные ориентиры для прогнозирования доходов и потребителя.

Основной идеей формирования необходимой валовой выручки (НВВ) в Методе RAB является известный и обоснованный принцип, согласно которому инвестор имеет право получить на инвестированный капитал доход, соответствующий процентной норме, признаваемой участниками рынка справедливой, и вернуть весь инвестированный капитал к концу инвестиционного периода.

Тариф, принимаемый на долгосрочный промежуток времени, должен зависеть от надежности и качества услуг.

В случае несоответствия качества услуг сетевых компаний нормативам, потребители будут получать компенсацию, либо платить меньшую цену за услуги этих компаний.

12.2.3 Выводы по Части 12.2

На основании вышеизложенных рассуждений в данной работе выделены три источника финансирования проектов:

- финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль);
- финансирование за счет использования заемных средств;
- финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

Конкретные предложения по источникам финансирования каждого проекта приведены в таблице 86.

Часть 12.3 Расчеты экономической эффективности инвестиций.

Методика расчета эффективности инвестиций изложена в «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Приказом Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. № ВК477).

12.3.1 Общие сведения.

Основные принципы оценки эффективности.

Эффективность ИП – категория, отражающая соответствие проекта, порождающего данный ИП, целям и интересам его участников.

Осуществление эффективных проектов увеличивает поступающий в распоряжение общества внутренний валовой продукт, который затем делится между участвующими в проекте субъектами.

Эффективность проекта в целом оценивается с целью определения потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поисков источников финансирования.

Показатели эффективности проекта характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

В основу оценки эффективности ИП положены следующие основные принципы:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода), охватывающего временной интервал от начала проекта до его прекращения;
- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период;
- сопоставимость условий сравнения различных вариантов проекта;
- принцип положительности и максимума эффекта;
- учет фактора времени;
- учет только предстоящих затрат и поступлений;
- учет влияния инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта);
- учет влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

Начало расчетного периода определено как дата начала вложения средств в проектно-изыскательские работы. Время в расчетном периоде измеряется в годах и отсчитывается от фиксированного момента $t_0 = 0$, принимаемого за базовый (конец нулевого шага).

Эффективность ИП оценивается в течение всего расчетного периода.

Для того чтобы ИП, с точки зрения инвестора, был признан эффективным, необходимо, чтобы эффект реализации порождающего его проекта был положительным. При сравнении альтернативных ИП предпочтение должно отдаваться проекту с наибольшим значением эффекта.

При оценке эффективности проекта учитываются различные аспекты фактора времени, в том числе неравноценность разновременных затрат и результатов.

При расчетах показателей эффективности учитываются только предстоящие в ходе осуществления проекта затраты и поступления. Прошлые, уже осуществленные затраты, не обеспечивающие возможности получения альтернативных доходов вне данного проекта в перспективе, в денежных потоках не учитываются и на значение показателей эффективности не влияют.

Проект, как и любая финансовая операция, т.е. операция, связанная с получением доходов и (или) осуществлением расходов, порождает денежные потоки от операционной деятельности.

Необходимо отметить, что для кредитных организаций финансирование ИП в сфере централизованного теплоснабжения достаточно интересно по причине того, что здесь практически исключён риск отсутствия спроса на произведённую продукцию (в данном случае — это тепловая энергия).

Денежные притоки и оттоки от операционной деятельности

- к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;
- к оттокам - производственные издержки, налоги.

Дисконтирование денежных потоков

Дисконтирование — это приведение всех денежных потоков в будущем (потоков платежей) к единому моменту времени в настоящем. Дисконтирование является базой для расчетов стоимости денег с учетом фактора времени.

Дисконтирование — это приведение будущих денежных потоков к текущему периоду с учетом изменения стоимости денег с течением времени.

Дисконтированием денежных потоков называется приведение их разновременных (относящихся к разным шагам расчета) значений к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения и обозначается через t^0 . Дисконтирование применяется к денежным потокам, выраженным в текущих или дефлированных ценах.

Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта (E), выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Дисконтирование денежного потока на m -м шаге осуществляется путем умножения его значения f_m на коэффициент дисконтирования α_m , рассчитываемый по формуле:

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + E)^{m - t^0}}$$

Норма дисконта участника проекта отражает эффективность участия в проекте предприятий (или иных участников). В качестве нее можно использовать коммерческую норму дисконта. Коммерческая норма дисконта определяется по формуле:

$$E = r + i$$

где r - обычный коэффициент дисконтирования;

i - индекс инфляции.

Показатели эффективности ИП.

Цель расчёта показателей эффективности ИП: определить условия успешной реализации ИП с учётом интересов всех сторон (население, кредитор, ТСО).

Для расчёта эффективности инвестиций в систему централизованного теплоснабжения использована концепция дисконтирования.

В качестве основных показателей для расчета эффективности ИП используются:

- Чистый приведенный доход (NPV);
- Дисконтированный срок окупаемости (DPP);
- Внутренняя норма доходности (IRR);
- Индекс рентабельности инвестиций (PI);
- Степень устойчивости проекта.

Чистый приведённый доход (NPV) – это разница между приведенным (дисконтированным) денежным доходом от инвестиционного проекта и единовременными затратами на инвестиции. Денежные доходы в данном случае понимаются как эффекты от внедряемых мероприятий.

$$NPV = -IC + \sum_{i=1}^n \frac{NCF_i}{(1+E)^i} \quad (12.1)$$

где n – срок жизни проекта;

NCF_i – чистый денежный поток за интервал времени t ;

E – норма дисконта;

i – номер года;

IC – инвестиции.

Достижение положительного значения NPV до истечения срока жизни проекта считается подтверждением целесообразности инвестирования денежных средств, а отрицательное, наоборот, свидетельствует о неэффективности их использования.

Дисконтированный срок окупаемости (DPP) – продолжительность времени, за которое дисконтированные ожидаемые поступления денежных средств превышают дисконтированную величину вложений.

$$DPP = \frac{IC}{\sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+E)^i}} \quad (12.2)$$

Индекс рентабельности инвестиций:

$$PI = \frac{NPV}{IC} + 1 \quad (12.3)$$

Внутренняя норма доходности (IRR) – та ставка дисконтирования, при которой величина чистой дисконтированного эффекта равна приведённым инвестициям.

$$IRR = E_1 + \frac{NPVe_1}{NPVe_1 - NPVe_2} \times (E_2 - E_1) \quad (12.4)$$

где E_1 и E_2 – норма дисконта, при которой NPV больше нуля и меньше нуля, соответственно.

Величина денежных средств рассчитана в соответствии с установленными сроками внесения налоговых платежей

Виды налогов, уровень их ставок принимаются в соответствии с действующим на момент разработки проекта законодательством Российской Федерации.

В соответствии с НК РФ (ст. 171 п. 6): «Вычетам подлежат суммы налога, предъявленные налогоплательщику подрядными организациями (застройщиками или техническими заказчиками) при проведении ими капитального строительства (ликвидации основных средств), сборке (разборке), монтаже (демонтаже) основных средств, суммы налога, предъявленные налогоплательщику по товарам (работам, услугам), приобретенным им для выполнения строительно-монтажных работ, и суммы налога, предъявленные налогоплательщику при приобретении им объектов незавершенного капитального строительства.»

В соответствии с НК РФ (ст. 172): «Вычеты сумм налога, предъявленных продавцами налогоплательщику при приобретении либо уплаченных при ввозе на территорию Российской Федерации и иные территории, находящиеся под ее юрисдикцией, основных средств, оборудования к установке, и (или) нематериальных активов, указанных в пунктах 2 и 4 статьи 171 настоящего Кодекса, производятся в полном объеме после принятия на учет данных основных средств, оборудования к установке, и (или) нематериальных активов»

Моменту принятия на учет ОС в инвестиционном анализе соответствует начало конца «0» года (или начало «1» года расчета). Следовательно, в момент принятия к учету основных средств, организация получает право на вычет в размере 18% от суммы произведенных затрат, и, либо возмещает сумму НДС, предъявленную к вычету (может быть возвращена кредитору), либо получает налоговый актив в том же размере. В обоих случаях сумма НДС, возвращенная таким образом, перестает участвовать в расчетах эффективности инвестиционного проекта в «1» год расчетов.

В связи с вышеизложенным, суммы НДС не учитываются при расчетах эффективности инвестиционных проектов, а стоимость затрат, цены на оборудование приводятся в прогнозируемых ценах без учета НДС.

Анализ чувствительности проекта

Задачей анализа является определение чувствительности показателей эффективности ИП к изменениям различных параметров и дает представление об устойчивости проекта к проявлению рыночных, операционных, финансовых рисков.

Анализ чувствительности проектов проводится по следующим факторам:

- подключенная мощность;
- тариф на тепловую энергию, мощность;
- ставка процентов по кредиту;
- норма дисконта.

В процессе проведения анализа рассматривается относительное изменение одного из варьируемых факторов и фиксация произошедших изменений в результирующих показателях.

Анализ начинается с установления базового значения результирующего показателя (например, NPV) при фиксированном значении варьируемого параметра, влияющего на результат оценки проекта (например, цена на топливо). Далее рассчитывается изменение результата NPV при изменении цены на топливо в заданных границах вариации. Границы вариации параметров составляют $\pm 15\%$ с шагом изменения 5%.

Чем шире диапазон параметров, в котором показатели эффективности остаются в пределах приемлемых значений, тем выше запас прочности проекта, тем лучше он защищен от колебаний различных факторов, оказывающих влияние на результаты реализации проекта.

Анализ чувствительности осуществляется в рамках оценки экономической эффективности

ИП на всех фазах жизненного цикла проекта.

12.3.2 Данные для расчётов показателей эффективности ИП.

Реестр проектов схемы теплоснабжения и график финансирования приведён в таблице 86.

Общий оценочный объём инвестиций на реализацию проектов предусмотренных схемой теплоснабжения до 2030г. составит 27,29 млн.руб (с ценах 2023г.).

Распределение затрат при реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения в зависимости от источников финансирования наглядно отражено на рис. 38.

Целью оценочного расчёта показателей эффективности является определение возможности реализации предложенных проектов за счёт средств инвестора при условии сохранения баланса интересов всех участников реализации проектов.

Для расчётов принимаются следующие параметры и допущения:

- валюта – рубль.
- расчёты проводятся в постоянных ценах базового года.
- реальная стоимость капитала учитывается дисконтированием денежных потоков.
- срок жизни ИП по источникам тепловой энергии составляет 20 лет, по тепловым сетям – 25 лет, наладка сетей – 15 лет;
- при расчётах НДС не учитывается;
- при расчётах прогнозируемый объём реализации тепловой энергии принимается с учётом того, что весь объём тепловой энергии (Отэ) является расчётной величиной;

Индексы-дефляторы Минэкономразвития РФ, прогнозы тарифов на энергоносители и воду для каждой теплоснабжающей организации приведены в таблице 87.

Экономический эффект от реализации проектов складывается из снижения постоянных издержек (заработная плата операторам котельных) и переменных издержек (снижение затрат энергоресурсов на производство и передачу тепловой энергии) после реализации проектов.

Возврат внебюджетных средств (частных инвестиций), предполагается за счёт экономического эффекта от реализации мероприятий, инвестиционной надбавки к тарифу и амортизационных отчислений обновлённых фондов.

Расчёты показателей эффективности ИП выполнены с использованием вычислительных средств Microsoft Excel только по тем проектам, предусмотренным схемой теплоснабжения, реализация которых предполагает получение экономического эффекта за счёт снижения постоянных и переменных издержек.

На данном этапе расчёты показателей эффективности ИП не выполнялись по причине отсутствия полного объёма необходимых данных.

12.3.3 Общие выводы по ИП:

- 1) Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения имеет срок окупаемости около 2-ух лет, не требуя при этом значительных финансовых вложений.
- 2) Разработка рабочего инвестиционного проекта (инвестиционной программы) должна опираться на результаты комплексного энергообследования объектов СЦТ и возможности электронной модели системы теплоснабжения.
- 3) Основной риск для инвестора при реализации ИП – это неплатежи со стороны населения. Для уменьшения риска необходимо заключение с населением прямых договоров на услуги теплоснабжения. При повышении уровня оснащённости потребителей узлами учёта тепловой энергии и значительном повышении энергоэффективности потребителей

тепловой энергии есть риск снижения полезного отпуска тепловой энергии и необоснованного завышения параметров реконструируемых СЦТ (УТМ котельных, диаметра сетей и т.д.).

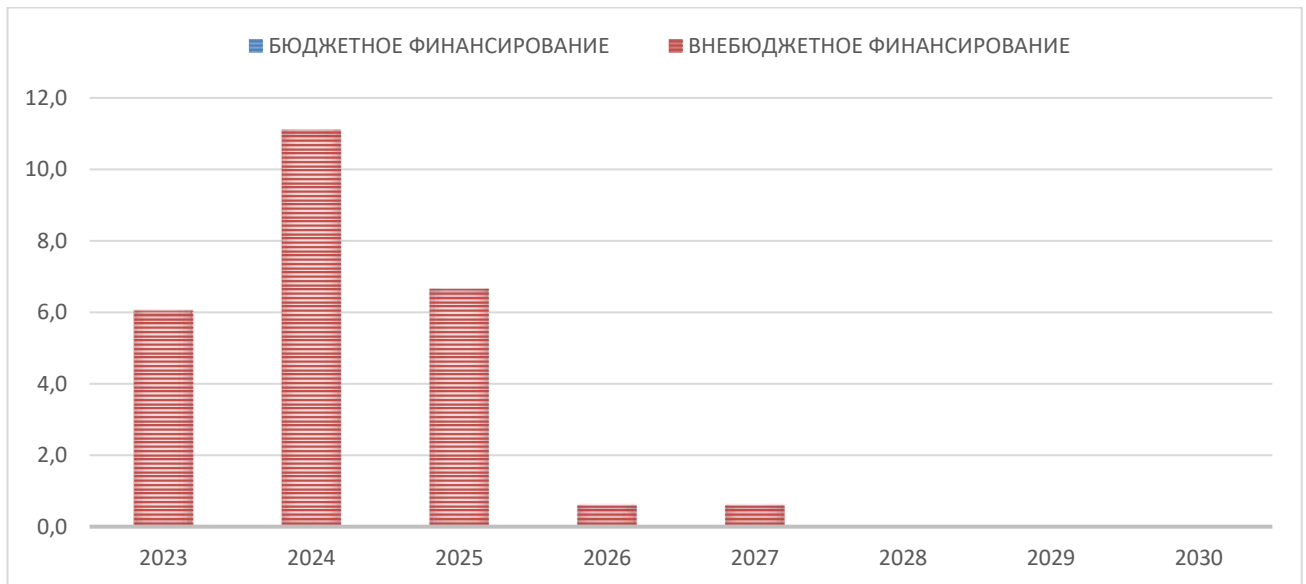


Рисунок 38 Распределение затрат при реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения в зависимости от источников финансирования.

Таблица 87 Индексы-дефляторы и прогноз роста цен на ТЭР.

№пп	Показатель	Источник данных	Ед.изм.	годы											
				2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Индексы-дефляторы														
1.1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036года (официальный сайт Минэкономразвития РФ http://economy.gov.ru)	у.е.	1,050	1,037	1,030	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
1.2	Рост цен на электроэнергию		у.е.	1,080	1,055	1,050	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
1.3	Рост цен на газ природный		у.е.	1,085	1,055	1,050	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
1.4	Совокупный платеж граждан за коммунальные услуги		у.е.	1,061	1,046	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
2	Индексы-дефляторы нарастающим итогом														
2.1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая нарастающим итогом	—	у.е.	1,050	1,089	1,122	1,166	1,213	1,261	1,312	1,364	1,419	1,476	1,535	1,596
2.2	Рост цен на электроэнергию нарастающим итогом	—	у.е.	1,080	1,139	1,196	1,244	1,290	1,331	1,374	1,418	1,463	1,507	1,552	1,599
2.3	Рост цен на газ природный нарастающим итогом	—	у.е.	1,085	1,145	1,202	1,250	1,296	1,338	1,380	1,424	1,470	1,514	1,559	1,606
2.4	Совокупный платеж граждан за коммунальные услуги нарастающим итогом	—	у.е.	1,061	1,110	1,154	1,200	1,248	1,298	1,350	1,404	1,460	1,519	1,580	1,643
3	Прогноз тарифов на ТЭР для АО "Челябоблкоммунэнерго"														
3.1	Средневзвешенный тариф на электроэнергию	расчёт на основании плановых показателей ФХД на 2023г	руб/кВтч	6,45	6,80	7,14	7,42	7,70	7,95	8,20	8,46	8,73	9,00	9,26	9,54
3.2	Средневзвешенный тариф на природный газ		руб/м.куб.	5,68	6,00	6,30	6,55	6,79	7,01	7,23	7,46	7,70	7,93	8,17	8,41
4	Прогноз тарифов на ТЭР для МУП "Балык"														
4.1	Средневзвешенный тариф на электроэнергию	расчёт на основании плановых показателей ФХД на 2023г	руб/кВтч	6,45	6,80	7,14	7,42	7,70	7,95	8,20	8,46	8,73	9,00	9,26	9,54
4.2	Средневзвешенный тариф на природный газ		руб/м.куб.	5,68	6,00	6,30	6,55	6,79	7,01	7,23	7,46	7,70	7,93	8,17	8,41

Часть 12.4 Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения приведены в главе 14.

Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения.

Информация о фактах нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также информация о применении 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 на территории Кунашакского СП за период 2020-2023гг отсутствует.

Часть 13.1 Результаты оценки существующих и перспективных значений следующих индикаторов развития систем теплоснабжения, рассчитанных в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.

Целевой показатель – это ожидаемая норма усовершенствования, установленная для конкретного процесса, продукта, услуги и т.д. Целевые значения устанавливаются в конкретных единицах (деньги, количество, процент, отношение...) и ориентированы на определенный период времени.

Индикаторы развития каждой СЦТ Кунашакского СП в ретроспективном периоде. приведены в таблице 47.

Фактические показатели за 2019-2021гг. и плановые значения целевых показателей, определенные с учётом реализации проектов по развитию систем теплоснабжения Кунашакского СП представлены в таблице 88.

Ожидается, что после реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения:

- Протяжённость сетей теплоснабжения уменьшится с 10,36км (2023г.) до 9,6 км (2030г.) в двухтрубном исчислении.
- Мощность котельных увеличится со 18,683Гкал/ч (2023г.) до 19,54Гкал/ч (2030г.).

Необходимо регулярно сравнивать фактически достигнутые результаты с запланированными целевыми показателями, для своевременного выявления динамики изменений и принятия при необходимости корректирующих действий.

Часть 13.2 Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения.

В 2022г. для новой средней школы по адресу: с. Кунашак, ул. Челябинская, 3 построена и введена в эксплуатацию новая автоматическая газовая котельная мощностью 1,289Гкал/ч.

В 2022г. произведена реконструкция магистральных участков тепловых сетей по ул. Свердлова от ТК-41 до ТК-26 в с. Кунашак.

Реализация вышеуказанных проектов нашло отражение в соответствующих индикаторах развития систем теплоснабжения (см. табл. 88).

Таблица 88 Индикаторы развития систем теплоснабжения Кунашакского СП.

N п.п.	Наименование показателей		Ед. изм.		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2030
A1	Установленная тепловая мощность (УТМ)		Гкал/ч	план	—	—	—	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68	18,68
		факт		18,68	18,68	18,68	18,68							
A2	Потери УТМ		%	план	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		факт		0,0	0,0	0,0	0,0							
A3	Коэффициент использования установленной тепловой мощности (КИУТМ).		у.е.	план	—	—	—	0,623	0,623	0,620	0,654	0,651	0,643	0,627
		факт		0,623	0,623	0,623	0,623							
A4	Коэффициент эффективности системы теплоснабжения (Кэфт)		у.е.	план	—	—	—	0,838	0,748	0,748	0,747	0,753	0,763	0,768
		факт		0,766	0,742	0,845	0,767							
A5	Доля расхода тепловой энергии на собственные нужды источника тепловой энергии от объема произведённой тепловой энергии		%	план	—	—	—	1,7	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
		факт		2,1	2,1	1,5	1,5							
A6	Доля сетевых тепловых потерь от объема тепловой энергии, отпускаемой в сеть		%	план	—	—	—	14,2	14,2	14,3	14,5	14,5	14,0	13,5
		факт		11,9	13,7	8,1	12,3							
A7	Среднегодовой КПД		%	план	—	—	—	90,6	88,5	88,6	88,6	89,3	89,9	90,0
		факт		88,7	89,6	91,4	89,2							
A8	Удельный расход условного топлива (УРУТ) на единицу вырабатываемой тепловой энергии		кг.у.т./Гкал	план	—	—	—	157,7	161,4	161,3	161,3	159,9	158,8	158,7
		факт		161,0	159,3	156,2	158,8							
A9	Удельный расход электроэнергии на производство и передачу тепловой энергии		кВтч/Гкал	план	—	—	—	27,48	27,48	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
		факт		нд	нд	27,48	27,48							
A10	Удельный расход теплоносителя на производство и передачу тепловой энергии		мкуб./Гкал	план	—	—	—	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
		факт		нд	нд	нд	нд							
A11	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке.		мкв./ (Гкал/ч)	план	—	—	—	217	215	213	211	209	<200	<200
		факт		217	217	217	217							
A12	Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии.		%	план	—	—	—	60	65	70	75	80	85	95
		факт		нд	нд	нд	нд							
A13	Интенсивность технологических обрывов на сетях теплоснабжения, которые привели к отключению системы отопления потребителей		ед./мкв.2-х тр. ис-чсл.	план	—	—	—	0	0	0	0	0	0	0
		факт		0	0	0	0							
A14	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии.		ед. в год	план	—	—	0	0	0	0	0			0
		факт		0	0	0	0							
A15	Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии.		%	план	—	—	—	0	0	0	14	14	14	0
		факт		0	0	0	0							
A16	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей,	ИТОГО по Кунашакскому СП	лет	план	—	—	—	< 8	< 8	< 8	< 8	< 8	< 8	< 8
				факт	< 8	< 8	< 8	< 9						
A16-1	то же для	ОЦТ «мкр. №1»	лет	план	—	—	—	10	11	12	12	12	12	12
				факт	<10	10	10	10,5						
A16-2	то же для	ОЦТ «мкр. №2»	лет	план	—	—	—	12	13	13	13	13	13	13
				факт	<10	10	11	12						
A16-3	то же для	ОЦТ «мкр. Совхозный»	лет	план	—	—	—	8	9	10	10	11	11	12
				факт	<6	6	7	8						
A16-4	то же для	ОЦТ «Песный»	лет	план	—	—	—	6	7	8	8	8	8	8
				факт	<3	4	5	6						
A17	Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей.		%	план	—	—	—	4	4	4	4	4	4	4
				факт	0	0	20	1,1						

Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия

Часть 14.1 Общие положения.

Для анализа влияния строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них на цену тепловой энергии (*прогноз тарифных последствий на перспективный период*) разрабатываются тарифно-балансовые расчётные модели теплоснабжения потребителей (ТБМ).

ТБМ разрабатываются в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения, утверждёнными Приказом Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения...».

Показатели производственных программ, принятые при расчетах ценовых последствий реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения, определены с учетом:

- плановых объемов полезного отпуска тепловой энергии (мощности), с учетом изменения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии на перспективный период;
- изменения технико-экономических показателей, в том числе показателей энергосбережения и энергоэффективности по СЦТ;
- ввода в эксплуатацию объектов инвестирования и завершения реализации мероприятий схемы теплоснабжения к 2030г.

Реализация включенных в схему теплоснабжения мероприятий по развитию системы теплоснабжения осуществляется путем разработки и реализации каждой из теплоснабжающей организации (ТСО), в зоне действия которых схемой теплоснабжения предусмотрены мероприятия инвестиционной программы (ИП) ТСО.

В рамках разработки ИП ТСО готовит и направляет в орган регулирования тарифов в сфере теплоснабжения следующую информацию:

- уточненные данные по объему необходимых капитальных вложений на реализацию мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения;
- предложения ТСО по источникам финансирования капитальных вложений и условиям их привлечения/возврата/обслуживания;
- другие материалы, характеризующие инвестиционную деятельность организации и требующие учета в ИП.

При разработке ИП важно достичь компромисса интересов всех участников рынка (ТСО, потребители, кредитные организации, инвесторы, муниципалитет).

По результатам рассмотрения полученных от ТСО проекта ИП и обосновывающих материалов, орган регулирования тарифов в сфере теплоснабжения уполномочен утвердить ИП (*тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей, тариф на подключение новых потребителей*) с учетом предложений ТСО в рамках действующего законодательства в сфере теплоснабжения.

В случае корректировки схемы теплоснабжения или изменения условий реализации ИП или по результатам мониторинга целевого использования привлеченных инвестиционных ресурсов, возможны корректировки ИП и величины тарифа на подключение новых потребителей и инвестиционной составляющей, подлежащей включению в тариф на тепловую энергию, в рамках ежегодного пересмотра и установления цен (тарифов) органом тарифного регулирования.

На основании вышеизложенного, расчеты ценовых последствий для потребителей, приведенные в настоящей главе, носят оценочный характер, иллюстрируют принципиальную возможность ТСО профинансировать мероприятия, предусмотренные схемой теплоснабжения,

дают индикативную оценку прогнозных тарифов на тепловую энергию для потребителей (тарифов на подключение новых потребителей) на перспективный период и должны быть уточнены ТСО при разработке ИП.

Часть 14.2 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.

ТБМ сформированы на основе нижеприведённых показателей и отражают их изменение по годам реализации схемы теплоснабжения:

- Индексы-дефляторы МЭР;
- Баланс тепловой мощности;
- Баланс тепловой энергии;
- Топливный баланс;
- Баланс теплоносителей;
- Балансы электрической энергии;
- Балансы холодной воды питьевого качества;
- Тарифы на покупные энергоносители и воду;
- Производственные расходы товарного отпуска;
- Производственная деятельность;
- Инвестиционная деятельность;
- Финансовая деятельность;
- Проекты схемы теплоснабжения.

Индексы-дефляторы МЭР установлены в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2035г. разработанные Минэкономразвития России. Индексы-дефляторы МЭР применяются с целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности ТСО и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет. Индексы-дефляторы МЭР и прогноз изменения цен на ТЭР на период до 2030г. приведены в таблице 87.

При разработке ТБМ учитывается перспективный прирост тепловой нагрузки и объёмов потребления тепловой энергии (см. Главы 2,4 и 10).

В ТБМ при расчётах необходимой валовой выручки (НВВ) приняты следующие статьи расходов:

Операционные расходы на производство и на передачу тепловой энергии:

- расходы на приобретение сырья и материалов;
- расходы на ремонт основных средств;
- расходы на оплату труда;
- расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями;
- расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг и других работ и услуг;
- расходы на служебные командировки;
- расходы на обучение персонала;
- лизинговые платежи и арендная плата;

- другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам, за исключением амортизации основных средств и нематериальных активов и расходов на погашение и обслуживание заемных средств.

Неподконтрольные расходы, в том числе:

- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления;
- расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности;
- расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, включая плату за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов, а также расходы на обязательное страхование;
- концессионная плата;
- арендная плата;
- расходы по сомнительным долгам;
- отчисления на социальные нужды;
- расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним;
- налог на прибыль.

Расходы на ресурсы, в том числе:

- затраты на топливо;
- затраты на покупную электроэнергию, тепловую энергию, воду и создание нормативных запасов топлива.

Прибыль, в том числе:

- нормативная прибыль;
- предпринимательская прибыль.

ТБМ по каждой системе теплоснабжения разрабатывается с использованием вычислительных средств «Microsoft Excel» в виде файла табличного редактора.

Прогноз тарифов на тепловую энергию выполняется в 2-х модельных базах:

- с учетом реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения
- без учета реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения (с учетом ИПЦ, установленного МЭР к действующему тарифу на тепловую энергию).

ТБМ разрабатываются в соответствии с нормативными документами, определяющими требования к расчету тарифов методом индексации (см. [40] и [13]). При расчётах по статьям расходов принято:

Операционные расходы на производство и передачу тепловой энергии на перспективный период определены с учётом ИПЦ на основе базового уровня операционных расходов, установленного региональным тарифным органом на 2023г. при утверждении тарифа.

Операционные расходы на производство и передачу тепловой энергии принимаются на основании долгосрочных параметров регулирования, установленных на долгосрочный период регулирования для формирования тарифов с использованием метода индексации. Операционные расходы на производство и передачу тепловой энергии на перспективный период определяются с учётом ИПЦ на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2023г.

Затраты на вспомогательные материалы рассчитывались пропорционально изменению объёма выработки тепловой энергии с учётом ИПЦ на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2023г.

Размер арендной платы за производственные объекты определён на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2023г. с прогнозируемым постепенным снижением сумм начисляемой аренды.

Отчисления на социальные нужды на перспективный период определены с учётом ИПЦ на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2023г.

Амортизация основных фондов, образованных в результате нового строительства, модернизации и технического перевооружения основных производственных фондов при реализации схемы теплоснабжения, определена линейным методом, исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования, определенного в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002г. №1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Принятый срок полезного использования основных фондов:

- системы автоматизации, контроля и т.д. – 5 лет;
- оборудование котельных – 10 лет;
- строительство БМК – 15 лет;
- тепловые сети – 20 лет;
- оборудование ЦТП, ИТП, ПН – 10 лет.

Налог на имущество по объектам инвестирования входит в состав расходов, формирующих тарифы ТСО. Ставка налога на имущество составляет 2,2% (*пп. 1, 3 ст.370 НК РФ*). Базой, облагаемой налогом на имущество, является среднегодовая стоимость основных фондов (недвижимого имущества). Расчет среднегодовой стоимости имущества выполнен с учетом амортизации, исчисленной для целей бухгалтерского учета.

Расходы по сомнительным долгам принимаются в размере 2% НВВ, относимой на население и приравненных к нему категорий потребителей.

Остальные неподконтрольные расходы на производство и передачу тепловой энергии на перспективный период определяются с учётом ИПЦ на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2023г.

Затраты на топливо определяются исходя из прогнозируемого годового расхода топлива с учётом изменения показателей работы (удельный расход топлива) при реализации схемы теплоснабжения и цены топлива. Цена на каждый вид топлива на перспективный период определяется на основе цены, принятой региональным тарифным органом в расчет тарифов на 2023г. с использованием соответствующих индексов-дефляторов.

Затраты на электроэнергию и воду определяются исходя из их прогнозируемого годового расхода с учётом изменения показателей работы (удельный расход электроэнергии и воды) при реализации схемы теплоснабжения и цены ресурсы. Цена на электроэнергию и воду на перспективный период определяются на основе цены, принятой региональным тарифным органом в расчет тарифов на 2023г. с использованием соответствующих индексов-дефляторов.

Затраты на тепловую энергию и теплоноситель определяются исходя из годового объема покупки тепловой энергии и теплоносителя от каждого из поставщиков и цен, рассчитанных в соответствующих ТБМ либо принятых региональным тарифным органом в расчет тарифов на 2022г., с использованием соответствующих индексов-дефляторов.

Объем расчетной предпринимательской прибыли на каждый год перспективного периода определяется в размере не более 5% включаемых в необходимую валовую выручку расходов (за исключением расходов на приобретение тепловой энергии (теплоносителя) и услуг по передаче тепловой энергии (теплоносителя)). Ставка налога на предпринимательскую прибыль принята в размере 20%.

Нормативная прибыль определена исходя из необходимых расходов на капитальные вложения, необходимых расходов на погашение и обслуживание заемных средств, привлекаемых на финансирование мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, а также в других случаях в соответствии с пп. «в» п.48 в [13].

Финансирование мероприятий предусматривается за счёт заемных средств, капиталовложения из прибыли ТСО и амортизационных отчислений.

Расходы на возврат и обслуживание кредитных средств определены с учетом следующих допущений:

- при разработке плана финансирования мероприятий предусмотрено начало возврата кредитных средств через 1 год после их получения;
- возврат тела каждого кредита осуществляется неравными долями, исходя из возможности их включения в тариф;
- срок пользования привлеченными кредитами, направляемыми на финансирование по каждому мероприятию – до 6 лет;
- размер процентной ставки по кредитам на финансирование мероприятий принят в соответствии с действующим законодательством в размере ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации (8%), увеличенной на 4 процентных пункта.

Реализация проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению СЦТ Кунашакского СП направлено на предоставление качественной услуги теплоснабжения по доступной потребителю цене.

Прогноз динамики тарифа на тепловую энергию приведён в таблице 89. На рис. 39 наглядно отражена динамика тарифа.

Вывод: прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения не превышает прогнозируемый уровень инфляции (*ист. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года*).

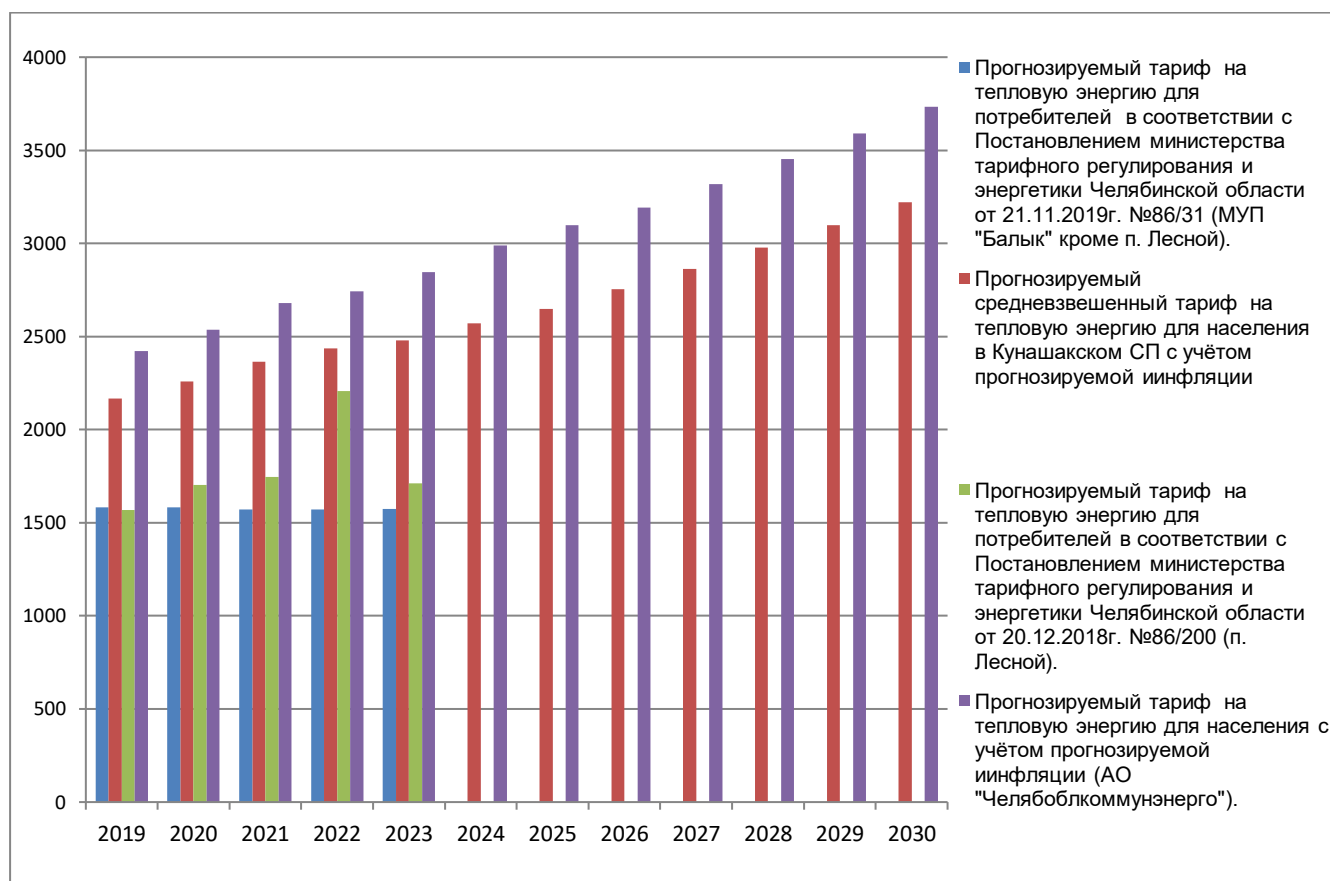


Рисунок 39 Динамика тарифа на тепловую энергию.

Таблица 89 Прогноз динамики тарифа на тепловую энергию.

Наименование показателя	ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для потребителей в соответствии с Постановлением министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 20.12.2018г. №86/200 (п. Лесной).	руб/Гкал	1567,7	1704,1	1745,0	2206,7	1710,1	—	—	—	—	—	—	—
Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для потребителей в соответствии с Постановлением министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 21.11.2019г. №86/31 (МУП "Балык" кроме п. Лесной).	руб/Гкал	1582,3	1582,4	1572,1	1572,1	1575,2	—	—	—	—	—	—	—
Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения с учётом прогнозируемой инфляции (АО "Челябоблкоммунэнерго").	руб/Гкал	2421,3	2536,8	2678,6	2742,4	2845,9	2988,2	3098,7	3191,7	3319,0	3451,8	3589,9	3733,5
Прогнозируемый средневзвешенный рост тарифа для населения в Кунашакском СП.	у.е.	—	—	—	—	1,050	1,037	1,030	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
Инфляция (ИПЦ) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036года (официальный сайт Минэкономразвития РФ http://economy.gov.ru)	у.е.	—	—	—	—	1,050	1,037	1,030	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
Прогнозируемый средневзвешенный тариф на тепловую энергию для населения в Кунашакском СП с учётом прогнозируемой инфляции	руб/Гкал	2165,9	2259,6	2365,0	2435,8	2479,5	2571,3	2648,4	2754,0	2864,2	2978,8	3097,9	3221,8

Глава 15. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации.

Часть 15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения.

По состоянию на апрель 2023г. на территории Кунашакского СП функционируют четыре централизованные системы теплоснабжения (далее СЦТ): СЦТ «мкр. №1», СЦТ «мкр. №2», СЦТ «мкр. Совхозный» и СЦТ «Лесной», а также три системы децентрализованного теплоснабжения (далее по тексту ДцСТ) – ДцСТ «Техникум», ДцСТ «СОШ» и ДцСТ «Борцовский зал».

На территории Кунашакского СП действует две теплоснабжающей организации (ТСО): АО «Челябоблкоммунэнерго» и МУП «Балык». Данные по ТСО приведены в таблице 4.

Едиными теплоснабжающими организациями (ЕТО) на территории Кунашакского СП определены в установленном порядке АО «Челябоблкоммунэнерго» и МУП «Балык» (*копии постановлений Администрации Кунашакского МР представлены в п.1.1 и в п. 1.2 тома 3*).

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень ТСО, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах Кунашакского СП по состоянию на апрель 2023г. представлен в таблице 90.

Существующие зоны действия систем теплоснабжения, расположение источников теплоснабжения и границы зон деятельности ТСО приведены на рисунках 2 и 3.

Таблица 90 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень ТСО.

№пп	Наименование системы теплоснабжения	Населённый пункт, микрорайон, в котором расположена система теплоснабжения.	Теплоснабжающая организация, действующая в зоне действия системы теплоснабжения			
			Наименование ТСО	Объекты системы теплоснабжения, которые эксплуатирует ТСО	Параметры объектов системы теплоснабжения, которые эксплуатирует ТСО.	
					Суммарная располагаемая тепловая мощность источников тепловой энергии, Гкал/ч	Ёмкость тепловой сети, м.куб.
1	СЦТ «мкр. №1»	с. Кунашак, микрорайон №1	АО "Челябоблкоммунэнерго"	сети и источник	8,00	143,2
2	СЦТ «мкр. №2»	с. Кунашак, микрорайон №2	АО "Челябоблкоммунэнерго"	сети и источник	8,00	92,3
3	СЦТ «мкр. Совхозный»	с. Кунашак, микрорайон "Совхозный"	МУП "Балык"	сети и источник	1,31	8,7
4	СЦТ «Лесной»	п. Лесной	МУП "Балык"	сети и источник	1,38	19,7
5	Твёрдотопливная котельная техникума (ДцСТ "Техникум").	с. Кунашак, ул. Рыбозаводская, 1	МУП "Балык"	сети и источник	0,40	0,6
6	Блочно-модульная газовая котельная СОШ по адресу: с. Кунашак, ул. Челябинская, 3 (ДцСТ "СОШ")	с. Кунашак, ул. Челябинская, 3	МУП "Балык"	сети и источник	1,29	0,2
7	Блочно-модульная газовая котельная борцовского зала по адресу: с. Кунашак, ул. Коммунистическая, 13 б" (ДцСТ "Борцовский зал")	с. Кунашак, ул. Коммунистическая, 13 "б".	МУП "Балык"	сети и источник	0,166	0,1

Часть 15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации.

По состоянию на 2023г. ЕТО на территории Кунашакского СП являются АО «Челябоблкоммунэнерго» и МУП «Балык».

Реестр ЕТО, содержащий перечень систем теплоснабжения входящих в состав ЕТО, по состоянию на апрель 2023г. приведён в таблице 91.

Таблица 91 Реестр ЕТО, содержащий перечень систем теплоснабжения по состоянию на апрель 2023г.

Наименование единой теплоснабжающей организации (ЕТО)	Наименование системы теплоснабжения	Населённый пункт, микрорайон в котором расположена система теплоснабжения.
АО "Челябоблкоммунэнерго" на основании Постановления Администрации Кунашакского МР от 12.03.2021г. №293 с изм. на основании Постановления Администрации Кунашакского МР от 18.01.2023г. №57	СЦТ "мкр. №1"	с. Кунашак, микрорайон №1
	СЦТ "мкр. №2"	с. Кунашак, микрорайон №2
МУП "Балык" на основании Постановления Администрации Кунашакского МР от 21.06.2021г. №841.	СЦТ "мкр. Совхозный"	с. Кунашак, микрорайон "Совхозный"
	СЦТ "Лесной"	п. Лесной

Часть 15.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией.

Основные понятия и нормативно-правовая база.

Зона деятельности единой теплоснабжающей организации - одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, городского округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии (ист. [5]);

Система теплоснабжения - совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями (ист. [3]);

Тепловая сеть - совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок (ист. [3]);

Источник тепловой энергии - устройство, предназначенное для производства тепловой энергии (ист. [3]);

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 (ист. [1]).

В соответствии с пунктом 28 статьи 2 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на

реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В соответствии пунктом 1 статьи 6 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: К полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации».

Порядок и критерии определения единой теплоснабжающей организации.

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО) определены пунктами 3-19 Правил организации теплоснабжения, утвержденных Правительством Российской Федерации Постановлением Правительства РФ от 8 августа 2012 г. N 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" ([5]).

Статус ЕТО присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением органа местного самоуправления (далее - уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения.

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

- определить ЕТО в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения;
- определить на несколько систем теплоснабжения одну ЕТО.

Для присвоения организации статуса ЕТО на территории поселения лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение 1 месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения, а также с даты опубликования (размещения) сообщения, указанного в пункте 17 в [5], заявку на присвоение организации статуса ЕТО с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа об ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения.

В случае если в отношении одной зоны деятельности ЕТО подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности ЕТО, то статус ЕТО присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности ЕТО подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности ЕТО, уполномоченный орган присваивает статус ЕТО в соответствии с пунктами 7-10 в [5]:

Критериями определения ЕТО являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

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

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

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

В случае если заявки на присвоение статуса ЕТО поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности ЕТО, статус ЕТО присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус ЕТО присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

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

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

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

ЕТО при осуществлении своей деятельности обязана:

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

Организация может утратить статус ЕТО в следующих случаях:

- неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по оплате тепловой энергии

(мощности), и (или) теплоносителя, и (или) услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, предусмотренных условиями указанных в абзацах третьем и четвертом пункта 12 в [5] договоров, в размере, превышающем объем таких обязательств за 2 расчетных периода, либо систематическое (3 и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение иных обязательств, предусмотренных условиями таких договоров. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;

- принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации, имеющей статус ЕТО, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус ЕТО;
- принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус ЕТО, банкротом;
- прекращение права собственности или владения имуществом, указанным в абзаце втором пункта 7 в [5], по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;
- несоответствие организации, имеющей статус ЕТО, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;
- подача организацией заявления о прекращении осуществления функций ЕТО.

Лица, права и законные интересы которых нарушены по основаниям, предусмотренным абзацем вторым пункта 13 в [5], незамедлительно информируют об этом уполномоченные органы для принятия ими решения об утрате организацией статуса ЕТО. К указанной информации должны быть приложены вступившие в законную силу решения федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов.

Уполномоченное должностное лицо организации, имеющей статус ЕТО, обязано уведомить уполномоченный орган о возникновении указанных в абзацах третьем-пятом пункта 13в [5] фактов, являющихся основанием для утраты организацией статуса ЕТО, в течение 3 рабочих дней со дня принятия уполномоченным органом решения о реорганизации, ликвидации, признания организации банкротом, прекращения права собственности или владения имуществом организации.

Организация, имеющая статус ЕТО, вправе подать в уполномоченный орган заявление о прекращении осуществления функций ЕТО, за исключением случаев, если статус ЕТО присвоен в соответствии с пунктом 11 в [5]. Заявление о прекращении функций ЕТО может быть подано до 1 августа текущего года.

Уполномоченный орган обязан принять решение об утрате организацией статуса ЕТО в течение 5 рабочих дней со дня получения от лиц, права и законные интересы которых нарушены по основаниям, предусмотренным абзацем вторым пункта 13в [5], вступивших в законную силу решений федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов, а также получения уведомления (заявления) от организации, имеющей статус ЕТО, в случаях, предусмотренных абзацами третьим-седьмым пункта 13в [5].

В случае если ЕТО определена на несколько систем теплоснабжения, уполномоченный орган принимает решение об утрате организацией статуса ЕТО только в тех зонах деятельности, определенных в соответствии со схемой теплоснабжения, в которых факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств ЕТО подтвержден вступившими в

законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов в соответствии с абзацем вторым пункта 13в [5], либо в отношении которых организацией подано заявление о прекращении осуществления функций ЕТО в соответствии с абзацем седьмым пункта 13в [5].

Уполномоченный орган обязан в течение 3 рабочих дней со дня принятия решения об утрате организацией статуса ЕТО разместить на официальном сайте сообщение об этом, а также предложить теплоснабжающим и (или) теплосетевым организациям подать заявку о присвоении им статуса ЕТО.

Подача заявления заинтересованными организациями и определение ЕТО осуществляется в порядке, установленном в пунктах 5-11в [5].

Организация, утратившая статус ЕТО по основаниям, предусмотренным пунктом 13в [5], обязана исполнять функции ЕТО до присвоения другой организации статуса единой теплоснабжающей организации в порядке, предусмотренном пунктами 5-11 в [5], а также передать организации, которой присвоен статус ЕТО, информацию о потребителях тепловой энергии, в том числе имя (наименование) потребителя, место жительства (место нахождения), банковские реквизиты, а также информацию о состоянии расчетов с потребителем.

Границы зоны деятельности ЕТО могут быть изменены в следующих случаях:

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

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

В соответствии с п.3 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации (*утв. постановлением Правительства РФ от 8 августа 2012 г. N808*): «Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более) или органа местного самоуправления (далее - уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа».

По состоянию на апрель 2023г. в зоне действия каждой системы теплоснабжения Кунашакского СП (четыре СЦТ и три ДцСТ) действует по одной ТСО. Иными словами, сети теплоснабжения и источник тепловой энергии каждой СЦТ эксплуатирует одна и та же ТСО.

Часть 15.4 Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения, на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

Информация по заявкам от ТСО на присвоение статуса ЕТО отсутствует.

При утверждении схемы теплоснабжения Кунашакского СП (актуализация на 2024г.) предлагается выделить в границах Кунашакского СП две теплоснабжающие организации и наделить их статусом ЕТО:

- АО «Челябоблкоммунэнерго»;
- МУП «Балык».

Рекомендуемый результат присвоения статуса ЕТО при утверждении схемы теплоснабжения приведён в таблице 92.

Таблица 92 Рекомендуемый результат присвоения статуса ЕТО при утверждении схемы теплоснабжения.

Наименование ТСО которой рекомендуется присвоить статус ЕТО при утверждении схемы теплоснабжения.	Наименование систем теплоснабжения, которые входят в зону деятельности ЕТО	Населённый пункт, микрорайон в котором расположена система теплоснабжения.	Зона действия системы теплоснабжения (графическое изображение).	Зона действия системы теплоснабжения (реестр потребителей).
АО "Челябоблком-мунэнерго"	СЦТ "мкр. №1"	с. Кунашак, микрорайон №1	см. рисунок 2	см. таблицу 93
	СЦТ "мкр. №2"	с. Кунашак, микрорайон №2	см. рисунок 2	см. таблицу 93
МУП "Балык"	СЦТ "мкр. Совхозный"	с. Кунашак, микрорайон "Совхозный"	см. рисунок 2	см. таблицу 94
	СЦТ "Лесной"	п. Лесной	см. рисунок 3	см. таблицу 94
	Твёрдотопливная котельная техникума (ДцСТ "Техникум").	с. Кунашак, ул. Рыбозаводская, 1	---	Здания филиала ГБПОУ "Южно-Уральский агропромышленный комплекс" по адресу: с. Кунашак, ул. Рыбозаводская, 1.
	Блочно-модульная газовая котельная СОШ по адресу: с. Кунашак, ул. Челябинская, 3 (ДцСТ "СОШ")	с. Кунашак, ул. Челябинская, 3	---	Здание средней школы по адресу: с. Кунашак, ул. Челябинская, 3
	Блочно-модульная газовая котельная борцовского зала по адресу: с. Кунашак, ул. Коммунистическая, 13 б" (ДцСТ "Борцовский зал")	с. Кунашак, ул. Коммунистическая, 13 "б".		Здание борцовского зала по адресу: с. Кунашак, ул. Коммунистическая, 13 б"

Часть 15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации.

После присвоения АО «Челябоблкоммунэнерго» статуса ЕТО границы зоны деятельности ЕТО будут совпадать с зонами действия СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2». Границы зон деятельности АО «Челябоблкоммунэнерго» после присвоения статуса ЕТО представлены в таблице 93, а также наглядно на рис. 2.

После присвоения МУП «Балык» статуса ЕТО границы зоны деятельности ЕТО будут совпадать с зонами действия СЦТ «мкр. Совхозный», СЦТ «Лесной», ДцСТ «СОШ», ДцСТ «Техникум» и ДцСТ «Борцовский зал». Границы зон деятельности МУП «Балык» после присвоения статуса ЕТО представлены в таблице 94, а также наглядно на рисунках 2 и 3.

Таблица 93 Границы зон деятельности ЕТО: АО "Челябоблкоммунэнерго".

Реестр потребителей АО "Челябоблкоммунэнерго"

СЦТ "Котельная №2" с.Кунашак Пионерская ул, 71
Ключевая ул, 1 "Жилой дом"
Ключевая ул, 29 "Жилой дом"
Коммунистическая ул, 11 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 11", ОР: 90009\1\1 Административное здание с пристроем
Коммунистическая ул, 11 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 11", ОР: 90009\4\1 Пристрой РОВД
Коммунистическая ул, 13 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 13", ОР: 90041\1\1 Сбербанк, пом.3
Коммунистическая ул, 13 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 13", ОР: 90069\1\1 Доп.офис
Коммунистическая ул, 13 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 13", ОР: 90118\1\1, Административное помещение,
Коммунистическая ул, 13 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 13/А"
Коммунистическая ул, 13 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 13/А", ОР: 90120 МУ Управление спорта
Коммунистическая ул, 15 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 15", ОР: 90089\1\1 Д/сад "Теремок"
Коммунистическая ул, 28 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 28", ОР: 90058\2\1 Магазин, Коммунистическая, 28
Коммунистическая ул, 28 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 28", ОР: 90058\3\1 Пристрой Коммунистическая 28А
Коммунистическая ул, 30 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 30", ОР: 90037\1\1 Гараж, Коммунистическая, 30
Коммунистическая ул, 30 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 30", ОР: 90088\1\1 Гараж, Коммунистическая, 30
Коммунистическая ул, 5 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 5", ОР: 90057\1\1 Офис
Коммунистическая ул, 7 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 7", ОР: 90009\3\1 ГИБДД
Ленина ул, 101 "Нежилое Кунашак Ленина 101", ОР: 90103\5\1 Магазин, Ленина 101
Ленина ул, 103 "Нежилое Кунашак Ленина 103", ОР: 90021\1\1 Административное здание
Ленина ул, 103 "Нежилое Кунашак Ленина 103", ОР: 90021\2\1 Гараж
Ленина ул, 105 "Нежилое Кунашак Ленина 105", ОР: 90125\1\1 Районный дом культуры
Ленина ул, 105 "Нежилое Кунашак Ленина 105", ОР: 90125\1\1 Районный дом культуры Пристрой №1
Ленина ул, 105 "Нежилое Кунашак Ленина 105", ОР: 90125\1\1 Районный дом культуры Пристрой №2
Ленина ул, 105 "Нежилое Кунашак Ленина 105а", ОР: 90121 Гараж Ленина 105а
Ленина ул, 105/а "Нежилое Кунашак Ленина 105 а", ОР: 90013\1\1 Офис, Ленина, 105а
Ленина ул, 105/а "Нежилое Кунашак Ленина 105 а", ОР: 90037\2\1 Офис, Ленина, 105-а
Ленина ул, 107 "Нежилое Кунашак Ленина 107"
Ленина ул, 107 А "Нежилое Кунашак Ленина 107 А", ОР: 90055\1\1 Офис
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111", ОР: 90004\1\1 Ростелеком
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111", ОР: 90004\2\1 Гараж
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111", ОР: 90004\3\1 Дизельная
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111", ОР: 90004\4\1 РТПЦ
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111", ОР: 90008\1\1 Узел связи
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111", ОР: 90008\2\1 Гараж
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111", ОР: 90123\1\1 Гильманов Р.А.
Ленина ул, 113 "Жилой дом", ОР: 90003\1\1 Офис, Ленина, 113-1
Ленина ул, 113 "Жилой дом", ОР: 90027\1 Нежилое помещение, Ленина,113,10
Ленина ул, 113 "Жилой дом", ОР: 90033\1\1 Нежилое помещение, Ленина,113-9
Ленина ул, 113 "Жилой дом", ОР: Квартиры
Ленина ул, 115 "Жилой дом", ОР: Квартиры
Ленина ул, 117 "Нежилое Кунашак Ленина 117"
Ленина ул, 117 "Нежилое Кунашак Ленина 117", ОР: 90090\1\1 Д/сад "Миляш"
Ленина ул, 76 "Жилой дом", ОР: Квартиры
Ленина ул, 80 "Нежилое Кунашак Ленина 80", ОР: 90031\1\1 Универмаг, Ленина, 80
Ленина ул, 80А "Нежилое Кунашак Ленина 80 А", ОР: 90021\1\5 ЗАГС
Ленина ул, 82 "Нежилое Кунашак Ленина 82", ОР: 90103\3\1 Административное здание
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90015\1\1 Нежилое помещение № 8 ленина 86
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90021\1\2 Архивный отдел

Реестр потребителей АО "Челябоблкоммунэнерго"

Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90021\1\3 Офис "ГАСКО-Выборы"+Избират.комиссия
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90030\1\1 Офис, Ленина, 86
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90106\1\1 Офис
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90107\1\1 Офис
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90114\1\1 Магазин
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90116\1\1 Нотариальная контора
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90117\1\1 Помещение № 4
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90122\5\1 Кафе-магазин, Ленина, 86
Ленина ул, 86/а "Нежилое Кунашак Ленина 86 а", ОР: 77033\1\1 Прокуратура, Ленина, 86А, с.Кунашак
Ленина ул, 86/а "Нежилое Кунашак Ленина 86 а", ОР: 77034 \1\1 Офис, Ленина, 86а
Ленина ул, 86/а "Нежилое Кунашак Ленина 86 а", ОР: 90005\1\1 Адм здание Ленина 86А
Ленина ул, 86/а "Нежилое Кунашак Ленина 86 а", ОР: 90053\1\1 Офис
Ленина ул, 88 "Нежилое Кунашак Ленина 88", ОР: 90103\2\1 Кафе-столовая "Виктория"
Ленина ул, 90 "Жилой дом", ОР: Квартиры
Ленина ул, 94 "Жилой дом", ОР: Квартиры
Ленина ул, 95 "Нежилое Кунашак Ленина 95"
Ленина ул, 95 "Нежилое Кунашак Ленина 95", ОР: 90127\1\1 ФОК
Ленина ул, 97 "Нежилое Кунашак Ленина 97"
Ленина ул, 97 "Нежилое Кунашак Ленина 97", ОР: 90067\2\1 Магазин с пристроем , Ленина, 97
Ленина ул, 97 "Нежилое Кунашак Ленина 97", ОР: 90067\3\1 Склад с пристроем, Ленина, 97
Ленина ул, 97 "Нежилое Кунашак Ленина 97", ОР: 90103\5\1 Магазин, Ленина, 97
Ленина ул, 99 А "Нежилое Кунашак Ленина 99 А", ОР: 90059\1\1 Магазин, ул.Ленина, 99-а
Пионерская ул, 12 "Нежилое Кунашак Пионерская 12", ОР: 90088\1\1 Офис
Пионерская ул, 21 "Нежилое Кунашак Пионерская 21", ОР: 90092\1\1 Средняя школа с пристроем
Пионерская ул, 43 "Жилой дом"
Пионерская ул, 44 "Жилой дом"
Пионерская ул, 45 "Жилой дом"
Пионерская ул, 64 "Жилой дом"
Пионерская ул, 65 "Жилой дом"
Пионерская ул, 67 "Жилой дом"
Пионерская ул, 69 "Жилой дом"
Победы ул, 12 "Нежилое Кунашак Победы 12"
Победы ул, 12 "Нежилое Кунашак Победы 12", ОР: 90017\3\1 Библиотека
Победы ул, 12 "Нежилое Кунашак Победы 12", ОР: 90043\1\1 Школа искусств
Победы ул, 18 "Жилой дом"
Победы ул, 19 а "Нежилое Кунашак Победы 19 а", ОР: 90066\1\1 Магазин
Победы ул, 21 "Жилой дом"
Победы ул, 21 А "Нежилое Кунашак Победы 21 А", ОР: 90049\1\1 Магазин "Гермес"
Победы ул, 22 "Жилой дом"
Победы ул, 22 "Жилой дом", ОР: Квартиры
Победы ул, 25 "Жилой дом"
Победы ул, 27 "Жилой дом"
Свердлова ул, 10 "Котельная №1 с.Кунашак"
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1"
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1", ОР: 90006\10\1 Хозкорпус
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1", ОР: 90006\11\1 Молочная кухня
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1", ОР: 90006\3\1 Гинекологическое отделение
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1", ОР: 90006\5\1 Детское отделение
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1", ОР: 90006\6\1 Роддом

Реестр потребителей АО "Челябоблкоммунэнерго"

Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1", ОР: 90006\8\1 Поликлиника
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1", ОР: 90006\9\1 Отделение хирургии
Больничная ул, 1 А "Жилой дом"
Больничная ул, 1/д "Нежилое Кунашак Больничная 1д", ОР: 90090\2\1"Миляш", Больничная 1д
Больничная ул, 12 "Жилой дом"
Больничная ул, 15 "Жилой дом"
Больничная ул, 17 "Жилой дом"
Больничная ул, 4 "Жилой дом"
Больничная ул, 4 А "Нежилое Кунашак Больничная 4 А"
Больничная ул, 4 А "Нежилое Кунашак Больничная 4 А", ОР: 90010\1\1 Офис
Больничная ул, 4 А "Нежилое Кунашак Больничная 4 А", ОР: 90018\1 Адм. помещение
Больничная ул, 8 "Жилой дом"
Больничная ул, 8 А "Жилой дом"
Коммунистическая ул, 12 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 12"
Коммунистическая ул, 16 А "Нежилое Кунашак Коммунистическая 16 А"
Коммунистическая ул, 16 А "Нежилое Кунашак Коммунистическая 16 А", ОР: 90012\1\1 Аптека, Коммунистическая, 16а
Коммунистическая ул, 16 А "Нежилое Кунашак Коммунистическая 16 А", ОР: 90102\1\1 Лаборатория
Коммунистическая ул, 16 А "Нежилое Кунашак Коммунистическая 16 А", ОР: 90109\1\1 Неж. помещ, Коммунистическая, 16а
Коммунистическая ул, 16 А "Нежилое Кунашак Коммунистическая 16 А", ОР: 90110\1\1 Адм пом., ул. Коммунистическая, 16а
Коммунистическая ул, 2 "Жилой дом"
Коммунистическая ул, 6 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 6"
Коммунистическая ул, 6 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 6", ОР: 90024\1\1 РПБ
Коммунистическая ул, 6 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 6", ОР: 90024\2\1 Гараж
Лесная ул, 1 "Жилой дом"
Октябрьская ул, 1 "Жилой дом"
Октябрьская ул, 11 "Жилой дом"
Октябрьская ул, 13 "Нежилое Кунашак Октябрьская 13", ОР: 90091\1\1 Д/сад "Березка"
Октябрьская ул, 16 "Жилой дом"
Октябрьская ул, 16 "Жилой дом", ОР: Квартиры
Октябрьская ул, 16 "Нежилое Кунашак Октябрьская 16"
Октябрьская ул, 16 "Нежилое Кунашак Октябрьская 16", ОР: 90124\1\1 Пожарная часть
Октябрьская ул, 16 "Нежилое Кунашак Октябрьская 16", ОР: 90124\2\1 Пристрой пожарного депо
Октябрьская ул, 18 "Жилой дом"
Октябрьская ул, 20 "Жилой дом"
Октябрьская ул, 22 "Жилой дом"
Октябрьская ул, 24 "Жилой дом"
Октябрьская ул, 3 "Жилой дом"
Октябрьская ул, 5 "Жилой дом"
Октябрьская ул, 5/а "Нежилое Кунашак Октябрьская 5а"
Октябрьская ул, 5/а "Нежилое Кунашак Октябрьская 5а", ОР: 90064\1\1 Магазин, Октябрьская, 5
Октябрьская ул, 5/а "Нежилое Кунашак Октябрьская 5а", ОР: 90103\1\1 Магазин, Октябрьская, 5
Октябрьская ул, 7 "Жилой дом"
Октябрьская ул, 9 "Жилой дом"
Свердлова ул, 10 "Нежилое Кунашак Свердлова 10"
Свердлова ул, 17 "Жилой дом"
Свердлова ул, 18 "Жилой дом"
Свердлова ул, 19 "Жилой дом"
Свердлова ул, 20 "Жилой дом"
Свердлова ул, 21 "Служебный жилой дом"

Реестр потребителей АО "Челябоблкоммунэнерго"

Свердлова ул, 24 "Жилой дом"
Свердлова ул, 26 "Жилой дом"
Свердлова ул, 50/А "Нежилое Кунашак Свердлова 50А", ОП: 90058\1\1 Магазин № 5
Свердлова ул, 9 "Жилой дом"

Таблица 94 Границы зон деятельности ЕТО: МУП «Балык».

Реестр потребителей МУП «Балык».	
СЦТ "Лесной" п. Лесной	
1	ж.д. Молодежная, 29
2	Ж.д. Молодежная, 30
3	Ж.д. Молодежная, 31
4	Ж.д. Молодежная,33
5	Ж.д. Молодежная,34
6	Ж.д. Молодежная,35
7	Ж.д. Молодежная,36
8	Ж.д. Молодежная,37
9	Ж.д. Цветочная,1
10	Ж.д Цветочная, 9
11	Ж.д Цветочная, 12
12	Ж.д Цветочная, 13
13	Ж.д Цветочная, 14
14	Ж.д Цветочная, 15
15	Ж.д Цветочная, 17
16	Ж.д. Центральная,2
17	Ж.д. Центральная,3
18	Ж.д. Центральная,4
19	Ж.д. Центральная,8
20	Ж.д. Центральная,16
21	Ж.д. Центральная,10
22	Ж.д. Центральная,11
23	Ж.д. Центральная,18
24	Ж.д. Центральная,19
25	Ж.д. Центральная,20
26	Ж.д. Центральная,21
27	Ж.д. Центральная,22
28	Ж.д. Центральная,24
29	Ж.д. Центральная,27
30	Ж.д. Центральная,28
31	Ж.д. Садовая,3
32	Ж.д. Садовая,22
33	Ж.д. Садовая,24
34	Энерогцех
35	Автогараж
36	Баня

Реестр потребителей МУП «Балык».	
37	Водонапорная башня
38	Гараж -склад
39	Гостиница
40	Детсад «Тополек»
41	Зарядная
42	Казарма
43	Клуб
44	Контора Родина
45	КПП
46	Пожарное депо
47	Профилакторий
48	Спортзал
49	Стройцех
50	Здание газовой котельной, п. Лесной
СЦТ "мкр. Совхозный" с. Кунашак	
1	МКД (Совхозная 22)
2	МКД (Совхозная 24)
3	Совхозная 16
4	МКД (Совхозная 18)
5	МКД (Совхозная 20)
6	Магазин
7	ФМС (Ленина 203)
8	МКД (Совхозная 22а)
9	МКД (Совхозная 22б)
10	Кунашакский ЦПД
11	МКД (Совхозная 22в)

Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения.

Реестр проектов схемы теплоснабжения и график финансирования проектов (мероприятий), предусмотренных схемой теплоснабжения приведён в таблице 86.

Структура шифра проектов (мероприятий) в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019г. №212 представлена в приложении 5.

Часть 16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии.

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии приведён в таблице 86 (проекты групп «А» и «Б»).

В перечне мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии содержится уникальный номер в составе всех проектов схемы теплоснабжения, краткое описание, срок реализации (начало, окончание нового строительства, реконструкции и технического перевооружения), объем планируемых инвестиций на реализацию проекта в целом и по каждому году его реализации и источник инвестиций.

Часть 16.2 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.

Перечень мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей приведён в таблице 86 (проекты групп «В»). Мероприятия по строительству тепловых сетей на данном этапе не предусмотрены.

В перечне мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей содержится уникальный номер в составе всех проектов схемы теплоснабжения, краткое описание, срок реализации (начало, окончание нового строительства, реконструкции и технического перевооружения), объем планируемых инвестиций на реализацию проекта в целом и по каждому году его реализации и источник инвестиций.

Часть 16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения.

Мероприятия, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения не предусмотрены, так как на территории Кунашакского СП отсутствуют открытые системы теплоснабжения.

Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения.

17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при актуализации и утверждении схемы теплоснабжения.

При актуализации схемы теплоснабжения замечания к проекту схемы теплоснабжения от АО "Челябоблкоммунэнерго" – письмо от 06.06.2023г. исх. №10/122. Копия письма представлена в п.5.1 тома 3. Все замечания и предложения приняты без возражений, в проект схемы теплоснабжения внесены соответствующие поправки.

17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения.

При актуализации схемы теплоснабжения замечания к проекту схемы теплоснабжения от АО "Челябоблкоммунэнерго" – письмо от 06.06.2023г. исх. №10/122. Копия письма представлена в п.5.1 тома 3. Все замечания и предложения приняты без возражений, в проект схемы теплоснабжения внесены соответствующие поправки.

17.3 Перечень учтённых замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесённых в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

При актуализации схемы теплоснабжения замечания к проекту схемы теплоснабжения от АО "Челябоблкоммунэнерго" – письмо от 06.06.2023г. исх. №10/122. Копия письма представлена в п.5.1 тома 3. Все замечания и предложения приняты без возражений, в проект схемы теплоснабжения внесены соответствующие поправки.

Глава 18. Сводный том изменений и дополнений, выполненных при актуализации схемы теплоснабжения.

18.1 Изменения внесённые в утверждаемую часть схемы теплоснабжения.

При актуализации утверждаемой части Схемы теплоснабжения Кунашакского СП на 2024г. были внесены следующие изменения:

- За базовый год актуализации был принят 2022 год. Статистическая информация рассмотрена в ретроспективе за период с 2019 по 2022 годы включительно.
- На основании полученных данных были актуализированы перспективные балансы строительных фондов, тепловой энергии, теплоносителя, тепловых нагрузок.

18.2 Изменения, внесённые в обосновывающие материалы схемы теплоснабжения.

При актуализации обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения Кунашакского СП на 2024г. были внесены следующие изменения:

- Утверждаемая часть схемы теплоснабжения актуализирована в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» и Приказа Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения».
- За базовый год актуализации был принят 2022 год. Статистическая информация рассмотрена в ретроспективе за период с 2019 по 2022 годы включительно.
- На основании полученных данных были откорректированы состав и параметры основного оборудования котельных.
- Актуализирована электронная модель системы теплоснабжения Кунашакского СП в соответствии с предоставленными данными.
- В соответствии с поручением Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.Н. Новака от 28.02.2022г. №АН-П51-2998 разработаны сценарии развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы систем теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии.
- На основании полученных данных были актуализированы перспективные балансы строительных фондов, тепловой энергии, теплоносителя, тепловых нагрузок.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Приложение 1 Перечень потребителей, подключенных к СЦТ «мкр. №1» и СЦТ «мкр. №2» с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок.

Филиал/Участок/Котельная/Объект сети/Объект расчета	Объем здания	Температура внутри помещения	Среднегодовая температура наружного воздуха	Температура наружного воздуха расчетная для отопления	Число часов потребления	Удельная отопительная характеристика	Площадь помещения	Количество пользователей ГВС	Норматив		Число месяцев	ГВС		Отопление
									Отопление	ГВС		Среднечасовая нагрузка (ФЛ)	Расчетная часовая нагрузка (ЮЛ)	Расчетная часовая нагрузка
									Гкал/м2	Гкал/чел		Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час
Кунашакский участок							25 457,88	884				0,0798	0,0490	6,925
Котельная СЦТ «мкр. №1» в с.Кунашак (ул. Пионерская, 71)							15 727,35	556				0,0734	0,0372	4,447
Ключевая ул, 1 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		548,79	17	0,0285	0,095	12	0,00224		0,07310
Ключевая ул, 29 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		559,4	20	0,0285	0,095	12	0,00264		0,07451
Ленина ул, 113 "Жилой дом"							1 411,73	85				0,01122		0,19392
Ленина ул, 113 "Жилой дом", ОР: 90003\1\1 Офис, Ленина, 113-1		20	-6,5	-34	5 232		35		0,0456		12			0,00746
Ленина ул, 113 "Жилой дом", ОР: 90027\1 Нежилое помещение, Ленина,113,10		20	-6,5	-34	5 232		34,7		0,0475		12			0,00770
Ленина ул, 113 "Жилой дом", ОР: 90126\1 Квартира Ленина 113-20		20	-6,5	-34	5 232		20,5		0,0285		12			0,00273
Ленина ул, 113 "Жилой дом", ОР: 90126\1 Квартира Ленина 113-27		20	-6,5	-34	5 232		9		0,0285		12			0,00120
Ленина ул, 113 "Жилой дом", ОР: 90139\1\1 Нежилое помещение, Ленина,113 пом 9		20	-6,5	-34	5 232		34,8		0,0285		12			0,00464
Ленина ул, 113 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		1 277,73	85	0,0285	0,095	12	0,01122		0,17019
Ленина ул, 115 "Жилой дом"							3 204,16	95				0,01253		0,42680
Ленина ул, 115 "Жилой дом", ОР: 90132\1 Квартира Ленина 115-15/2		20	-6,5	-34	5 232		24,3		0,0285		12			0,00324
Ленина ул, 115 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		3 179,86	95	0,0285	0,095	12	0,01253		0,42356
Ленина ул, 76 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		213,43	3	0,0285	0,095	12	0,00040		0,02843
Ленина ул, 117 "Нежилое Кунашак Ленина 117", ОР: 90090\1\1 Д/сад "Миляш"	2 990	20				0,38								0,06126
Коммунистическая ул, 11 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 11"														0,06206
Коммунистическая ул, 11 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 11", ОР: 90009\1\1 Административное здание с пристроем	2 676,8	20				0,43								0,03438
Коммунистическая ул, 11 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 11", ОР: 90009\4\1 Пристрой РОВД	1 193,8	20				0,43								0,02768
Коммунистическая ул, 13 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 13"														0,10196
Коммунистическая ул, 13 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 13", ОР: 90041\1\1 Сбербанк, пом.3	961	20				0,43								0,03518
Коммунистическая ул, 13 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 13", ОР: 90069\1\1 Доп.офис	2 498	20				0,43								0,05791
Коммунистическая ул, 13 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 13", ОР: 90118\1\1, Административное помещение,	389	20				0,43								0,00887
Коммунистическая ул, 13/А "Нежилое Кунашак Коммунистическая 13/А"														0,00876
Коммунистическая ул, 13/А "Нежилое Кунашак Коммунистическая 13/А", ОР: 90120 МУ Управление спорта	459,8	16				0,39								0,00876
Коммунистическая ул, 15 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 15"													0,01095	0,20938
Коммунистическая ул, 15 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 15", ОР: 90089\1\1 Д/сад "Теремок"	6 386	20				0,368912						0,01095		0,20938
Коммунистическая ул, 28 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 28"														0,00167
Коммунистическая ул, 28 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 28", ОР: 90138\3\1 Пристрой Коммунистическая 28А	72	20				0,43								0,00167
Коммунистическая ул, 30 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 30"														0,02097
Коммунистическая ул, 30 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 30", ОР: 90037\1\1 Гараж, Коммунистическая, 30	403,26	10				0,7								0,01211
Коммунистическая ул, 30 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 30", ОР: 90136\1\1 Гараж, Коммунистическая, 30	286	10				0,7								0,00886
Коммунистическая ул, 5 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 5"														0,09413
Коммунистическая ул, 5 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 5", ОР: 90057\1\1 Офис	3 541	20				0,43								0,09413
Коммунистическая ул, 7 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 7"														0,00696
Коммунистическая ул, 7 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 7", ОР: 90009\3\1 ГИБДД	300	20				0,43								0,00696
Ленина ул, 101 "Нежилое Кунашак Ленина 101"														0,01593
Ленина ул, 101 "Нежилое Кунашак Ленина 101", ОР: 90103\5.\1 Магазин, Ленина 101	857	15				0,38								0,01593
Ленина ул, 103 "Нежилое Кунашак Ленина 103"														0,16506
Ленина ул, 103 "Нежилое Кунашак Ленина 103", ОР: 90021\1\1 Административное здание	6 376	20				0,36624								0,12556
Ленина ул, 103 "Нежилое Кунашак Ленина 103", ОР: 90021\2\1 Гараж	1 322	10				0,7								0,03950

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Филиал/Участок/Котельная/Объект сети/Объект расчета	Объем здания	Температура внутри помещения	Среднегодовая температура наружного воздуха	Температура наружного воздуха расчетная для отопления	Число часов потребления	Удельная отопительная характеристика	Площадь помещения	Количество пользователей ГВС	Норматив		Число месяцев	ГВС		Отопление
									Отопление	ГВС		Среднечасовая нагрузка (ФЛ)	Расчетная часовая нагрузка (ЮЛ)	Расчетная часовая нагрузка
									Гкал/м2	Гкал/чел		Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час
	м3	оС	оС	оС	час.		м2							
Ленина ул, 105 "Нежилое Кунашак Ленина 105"														0,06798
Ленина ул, 105 "Нежилое Кунашак Ленина 105", ОР: 90125\1\1 Районный дом культуры	3 160	16				0,33								0,05427
Ленина ул, 105 "Нежилое Кунашак Ленина 105", ОР: 90125\1\1 Районный дом культуры Пристрой №1	439,04	16				0,33								0,00713
Ленина ул, 105 "Нежилое Кунашак Ленина 105", ОР: 90125\1\1 Районный дом культуры Пристрой №2	407,46	16				0,33								0,00658
Ленина ул, 105/а "Нежилое Кунашак Ленина 105 а"														0,03874
Ленина ул, 105/а "Нежилое Кунашак Ленина 105 а", ОР: 90013\1\1 Офис, Ленина, 105а	109,34	20				0,43								0,00254
Ленина ул, 105/а "Нежилое Кунашак Ленина 105 а", ОР: 90037\2\1 Офис, Ленина, 105-а	1 540	20				0,43								0,03620
Ленина ул, 105/а "Нежилое Кунашак Ленина 105а"														0,01211
Ленина ул, 105/а "Нежилое Кунашак Ленина 105а", ОР: 90121 Гараж Ленина 105а	403,26	10				0,7								0,01211
Ленина ул, 107 "Нежилое Кунашак Ленина 107"														0,04123
Ленина ул, 107 "Нежилое Кунашак Ленина 107", ОР: 77036\1\1 Офис, Ленина, 107	1 765	20				0,43								0,01762
Ленина ул, 107 "Нежилое Кунашак Ленина 107", ОР: 90070\1\1 Офис, Ленина, 107	1 023	20				0,43								0,02361
Ленина ул, 107 А "Нежилое Кунашак Ленина 107 А"														0,04071
Ленина ул, 107 А "Нежилое Кунашак Ленина 107 А", ОР: 90055\1\1 Офис	1 756	20				0,43								0,04071
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111"														0,20885
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111", ОР: 90004\1\1 Ростелеком	6 227	20				0,4177								0,06379
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111", ОР: 90004\2\1 Гараж	287	10				0,7								0,00883
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111", ОР: 90004\3\1 Дизельная	106	15				0,75								0,00389
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111", ОР: 90004\4\1 РТПЦ	833	20				0,43								0,01931
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111", ОР: 90008\1\1 Узел связи	2 712	20				0,43								0,06287
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111", ОР: 90008\2\1 Гараж	680	10				0,7								0,02091
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111", ОР: 90123\1\1 Гильманов Р.А.	485,4	20				0,43								0,01134
Ленина ул, 111 "Нежилое Кунашак Ленина 111", ОР: 90134\1\1 Стоматологический кабинет	824,6	20				0,4								0,01792
Ленина ул, 80 "Нежилое Кунашак Ленина 80"														0,11859
Ленина ул, 80 "Нежилое Кунашак Ленина 80", ОР: 90031\1\1 Универмаг, Ленина, 80	6 719	15				0,36281								0,11859
Ленина ул, 80 А "Нежилое Кунашак Ленина 80 А"														0,01368
Ленина ул, 80 А "Нежилое Кунашак Ленина 80 А", ОР: 90021\1\5 ЗАГС	598,5	20				0,43								0,01368
Ленина ул, 82 "Нежилое Кунашак Ленина 82"														0,03264
Ленина ул, 82 "Нежилое Кунашак Ленина 82", ОР: 90103\3\1 Административное здание	1 408	20				0,43								0,03264
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86"														0,09933
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90021\1\2 Архивный отдел	414,2	20				0,43								0,00964
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90021\1\3 Офис "ГАСКО-Выборы"+Избират.комиссия	278,3	20				0,43								0,00650
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90106\1\1 Офис	365,4	20				0,43								0,00863
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90107\1\1 Офис	1 127	18				0,43								0,02534
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90114\1\1 Магазин	81,09	15				0,38								0,00147
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90116\1\1 Нотариальная контора	234,53	18				0,43								0,00519
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90122\5\1 Кафе-магазин, Ленина, 86	970,5	18				0,43								0,02744
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90131\1\1 Нежилое пом № 18,78,80 Ленина 86	356,22	20				0,43								0,00821
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", ОР: 90137\1\1 Помещение № 4	120,16	20				0,43								0,00277
Ленина ул, 86 "Нежилое Кунашак Ленина 86", УДАЛИТЬ ОР: 90131\1\1 Офис, Ленина, 86, пом.78,80	176	20				0,43								0,00414
Ленина ул, 86/а "Нежилое Кунашак Ленина 86 а"														0,09668

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Филиал/Участок/Котельная/Объект сети/Объект расчета	Объем здания	Температура внутри помещения	Среднегодовая температура наружного воздуха	Температура наружного воздуха расчетная для отопления	Число часов потребления	Удельная отопительная характеристика	Площадь помещения	Количество пользователей ГВС	Норматив		Число месяцев	ГВС		Отопление
									Отопление	ГВС		Среднечасовая нагрузка (ФЛ)	Расчетная часовая нагрузка (ЮЛ)	Расчетная часовая нагрузка
	м3	оС	оС	оС	час.		м2		Гкал/м2	Гкал/чел		Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час
Ленина ул, 86/а "Нежилое Кунашак Ленина 86 а", ОР: 77033\1\1 Прокуратура, Ленина, 86А, с.Кунашак	1 492	20				0,43								0,03406
Ленина ул, 86/а "Нежилое Кунашак Ленина 86 а", ОР: 77034 \1\1 Офис, Ленина, 86а	368,8	20				0,43								0,00850
Ленина ул, 86/а "Нежилое Кунашак Ленина 86 а", ОР: 90005\1\1 Адм здание Ленина 86А	2 016	20				0,43								0,04703
Ленина ул, 86/а "Нежилое Кунашак Ленина 86 а", ОР: 90005\1\1 Подвал Ленина 86А	305,9	20				0,43								0,00709
Ленина ул, 88 "Нежилое Кунашак Ленина 88", ОР: 90103\2\1 Кафе-столовая "Виктория"	1 404,4	16				0,39								0,02664
Ленина ул, 90 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		555,15	37	0,0285	0,095	12	0,00488		0,07395
Ленина ул, 94 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		319,11	15	0,0285	0,095	12	0,00198		0,04251
Ленина ул, 95 "Нежилое Кунашак Ленина 95", ОР: 90127\1\1 ФОК	10 187	15				0,34439							0,02621	0,17576
Ленина ул, 97 "Нежилое Кунашак Ленина 97"														0,02784
Ленина ул, 97 "Нежилое Кунашак Ленина 97", ОР: 90067\2\1 Магазин с пристроем , Ленина, 97	685	15				0,38								0,01273
Ленина ул, 97 "Нежилое Кунашак Ленина 97", ОР: 90103\5\1 Магазин, Ленина, 97	192,7	15				0,38								0,00358
Ленина ул, 97 "Нежилое Кунашак Ленина 97", ОР: 90103\5\2 Магазин (пристрой), Ленина, 97	633	15				0,38								0,01153
Ленина ул, 99 А "Нежилое Кунашак Ленина 99 А", ОР: 90059\1\1 Магазин, ул.Ленина, 99-а	278	15				0,38								0,00517
Пионерская ул, 12Б "Нежилое Кунашак Пионерская 12Б", ОР: 90136\1\1 Офис	849	20				0,43								0,01978
Пионерская ул, 21 "Нежилое Кунашак Пионерская 21"														0,46148
Пионерская ул, 21 "Нежилое Кунашак Пионерская 21", ОР: 90092\1\1 Средняя школа	18 872,8	16				0,33								0,31872
Пионерская ул, 21 "Нежилое Кунашак Пионерская 21", ОР: 90092\1\1 Средняя школа Пристрой	7 859	16				0,367128								0,14276
Победы ул, 12 "Нежилое Кунашак Победы 12"														0,09331
Победы ул, 12 "Нежилое Кунашак Победы 12", ОР: 90017\3\1 Библиотека	1 927	20				0,43								0,04480
Победы ул, 12 "Нежилое Кунашак Победы 12", ОР: 90043\1\1 Школа искусств	1 786	20				0,39								0,04851
Победы ул, 21 А "Нежилое Кунашак Победы 21 А", ОР: 90049\1\1 Магазин "Гермес"	878	15				0,38								0,01632
Победы ул, 19 а "Нежилое Кунашак Победы 19 а", ОР: 90066\1\1 Магазин	71,04	15				0,38								0,00132
Пионерская ул, 43 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		559,06	19	0,0285	0,095	12	0,00251		0,07447
Пионерская ул, 44 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		849,14	31	0,0285	0,095	12	0,00409		0,11311
Пионерская ул, 45 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		843,27	22	0,0285	0,095	12	0,00290		0,11232
Пионерская ул, 64 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		780,75	30	0,0285	0,095	12	0,00396		0,10400
Пионерская ул, 65 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		764,54	29	0,0285	0,095	12	0,00383		0,10184
Пионерская ул, 67 "Жилой дом"							935,12	27				0,00356		0,12456
Пионерская ул, 67 "Жилой дом", ОР: 90126\1 Квартира Пионерская 67-7а		20	-6,5	-34	5 232		18,7		0,0285		12			0,00249
Пионерская ул, 67 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		916,42	27	0,0285	0,095	12	0,00356		0,12207
Пионерская ул, 69 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		1 479,5	34	0,0285	0,095	12	0,00449		0,19707
Победы ул, 18 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		1 045,1	35	0,0285	0,095	12	0,00462		0,13921
Победы ул, 21 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		26,4	1	0,0285	0,095	12	0,00013		0,00352
Победы ул, 22 "Жилой дом"							1 474	49				0,00647		0,19634
Победы ул, 22 "Жилой дом", ОР: 90132\1 Квартира Победы 22-3		20	-6,5	-34	5 232		47,4		0,0285		12			0,00631
Победы ул, 22 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		1 426,6	49	0,0285	0,095	12	0,00647		0,19002
Победы ул, 25 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		78,9	4	0,0285	0,095	12	0,00053		0,01051
Победы ул, 27 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		79,8	3	0,0285	0,095	12	0,00040		0,01063
Котельная СЦТ «мкр. №2» в с.Кунашак (ул. Свердлова, 10)							9 730,53	328				0,00647	0,01186	2,47754
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1"													0,01186	0,52683
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1", ОР: 90006\10\1 Хозкорпус	1 798	10				0,4								0,03088

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Филиал/Участок/Котельная/Объект сети/Объект расчета	Объем здания	Температура внутри помещения	Среднегодовая температура наружного воздуха	Температура наружного воздуха расчетная для отопления	Число часов потребления	Удельная отопительная характеристика	Площадь помещения	Количество пользователей ГВС	Норматив		Число месяцев	ГВС		Отопление
									Отопление	ГВС		Среднечасовая нагрузка (ФЛ)	Расчетная часовая нагрузка (ЮЛ)	Расчетная часовая нагрузка
	м3	оС	оС	оС	час.		м2		Гкал/м2	Гкал/чел		Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1", ОР: 90006\1\1 Молочная кухня	3 271	16				0,46							0,00806	0,07449
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1", ОР: 90006\2\1 Гараж	807	10				0,7								0,02417
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1", ОР: 90006\3\1 Гинекологическое отделение	1 034	20				0,4							0,00380	0,02192
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1", ОР: 90006\5\1 Детское отделение	1 598	20				0,4								0,03384
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1", ОР: 90006\6\1 Роддом	989	20				0,4								0,02099
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1", ОР: 90006\8\1 Поликлиника	6 966	20				0,392136								0,15185
Больничная ул, 1 "Нежилое Кунашак Больничная 1", ОР: 90006\9\1 Отделение хирургии	8 225	20				0,3742								0,16870
Больничная ул, 1/д "Нежилое Кунашак Больничная 1Д"														0,04612
Больничная ул, 1/д "Нежилое Кунашак Больничная 1Д", ОР: 90090\2\1"Миляш", Больничная 1д	1 929	20				0,38								0,04612
Больничная ул, 4 А "Нежилое Кунашак Больничная 4 А", ОР: 90010\1\1 Офис	3 014,54	20				0,43								0,07783
Коммунистическая ул, 12 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 12", ОР: 90022\1\1 Офис	3 609	18				0,43								0,08057
Больничная ул, 4 А "Нежилое Кунашак Больничная 4 А", ОР: 90018\1 Адм. помещение	230,46	20				0,43								0,00545
Коммунистическая ул, 16 А "Нежилое Кунашак Коммунистическая 16 А"														0,05455
Коммунистическая ул, 16 А "Нежилое Кунашак Коммунистическая 16 А", ОР: 90012\1\1 Аптека, Коммунистическая, 16а	2 226	20				0,37								0,04440
Коммунистическая ул, 16 А "Нежилое Кунашак Коммунистическая 16 А", ОР: 90102\1\1 Лаборатория	147,88	16				0,37								0,00289
Коммунистическая ул, 16 А "Нежилое Кунашак Коммунистическая 16 А", ОР: 90109\1\1 Неж. помещ, Коммунистическая, 16а	105,6	20				0,43								0,00250
Коммунистическая ул, 16 А "Нежилое Кунашак Коммунистическая 16 А", ОР: 90110\1\1 Адм пом., ул. Коммунистическая, 16а	208,7	20				0,43								0,00477
Коммунистическая ул, 6 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 6"														0,14436
Коммунистическая ул, 6 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 6", ОР: 90024\1\1 РПБ	3 078	18				0,43								0,06815
Коммунистическая ул, 6 "Нежилое Кунашак Коммунистическая 6", ОР: 90024\2\1 Гараж	3 124	10				0,5969								0,07621
Октябрьская ул, 13 "Нежилое Кунашак Октябрьская 13", ОР: 90091\1\1 Д/сад "Березка"	4 805,15	20				0,38								0,13899
Октябрьская ул, 13 "Нежилое Кунашак Октябрьская 13"														0,13899
Пионерская ул, 100 "Нежилое Кунашак Пионерская 100"														0,05277
Пионерская ул, 100 "Нежилое Кунашак Пионерская 100", ОР: 90130\1\1 Гараж 1., Пионерская, 100	1 861	20				0,43								0,04314
Пионерская ул, 100 "Нежилое Кунашак Пионерская 100", ОР: 90130\1\1 Гараж2., Пионерская, 100	318	10				0,7								0,00963
Октябрьская ул, 5/а "Нежилое Кунашак Октябрьская 5а", ОР: 90103\1\1 Магазин, Октябрьская, 5	392,6	15				0,38								0,00730
Свердлова ул, 10 "Нежилое Кунашак Свердлова 10", ОР: 90135\1\1 ГРП	60,61	16				0,5								0,00151
Больничная ул, 1 А "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		67	4	0,0285		12			0,00892
Больничная ул, 4 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		53	2	0,0285		12			0,00706
Больничная ул, 8 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		127,61	4	0,0285		12			0,01700
Больничная ул, 8 А "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		105	2	0,0285		12			0,01399
Коммунистическая ул, 2 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		43,5	3	0,0285		12			0,00579
Октябрьская ул, 1 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		353,4	10	0,0285		12			0,04707
Октябрьская ул, 11 "Жилой дом"							369,13	11						0,04917
Октябрьская ул, 16 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		608	18	0,0285		12			0,08099
Октябрьская ул, 16 "Нежилое Кунашак Октябрьская 16"														0,04104
Октябрьская ул, 16 "Нежилое Кунашак Октябрьская 16", ОР: 90124\1\1 Пожарная часть	1 568	15				0,48								0,03699
Октябрьская ул, 16 "Нежилое Кунашак Октябрьская 16", ОР: 90124\2\1 Пристрой пожарного депо	172	15				0,48								0,00405
Октябрьская ул, 18 "Жилой дом"							694,52	23						0,09251
Октябрьская ул, 18 "Жилой дом", ОР: 90133\1\1 Больница		20	-6,5	-34	5 232		56,6		0,0285		12			0,00754

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Филиал/Участок/Котельная/Объект сети/Объект расчета	Объем здания	Температура внутри помещения	Среднегодовая температура наружного воздуха	Температура наружного воздуха расчетная для отопления	Число часов потребления	Удельная отопительная характеристика	Площадь помещения	Количество пользователей ГВС	Норматив		Число месяцев	ГВС		Отопление
									Отопление	ГВС		Среднечасовая нагрузка (ФЛ)	Расчетная часовая нагрузка (ЮЛ)	Расчетная часовая нагрузка
									Гкал/м2	Гкал/чел		Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час
Октябрьская ул, 18 "Жилой дом", ОР: Квартиры	м3	оС	оС	оС	час.		м2		Гкал/м2	Гкал/чел	12	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час
Октябрьская ул, 18 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		637,92	23	0,0285		12			0,08497
Октябрьская ул, 20 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		678,24	26	0,0285	0,095	12	0,00343		0,09034
Октябрьская ул, 22 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		721,6	21	0,0285		12			0,09612
Октябрьская ул, 24 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		720,59	30	0,0285		12			0,09598
Октябрьская ул, 3 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		362,02	9	0,0285		12			0,04822
Октябрьская ул, 5 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		321,85	16	0,0285		12			0,04287
Октябрьская ул, 7 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		350,3	9	0,0285		12			0,04666
Октябрьская ул, 9 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		384,16	13	0,0285		12			0,05117
Свердлова ул, 17 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		780,1	23	0,0285	0,095	12	0,00303		0,10391
Свердлова ул, 18 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		849,1	28	0,0285		12			0,11310
Свердлова ул, 19 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		708,1	26	0,0285		12			0,09432
Свердлова ул, 20 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		717	31	0,0285		12			0,09550
Свердлова ул, 21 "Служебный жилой дом", 90119/1 Служебный жилой дом														
Свердлова ул, 26 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		60,1	1	0,0285		12			0,00801
Свердлова ул, 50/А "Нежилое Кунашак Свердлова 50А", ОР: 90129\1\1 Магазин № 5	221	15				0,38								0,00411
Свердлова ул, 9 "Жилой дом", ОР: Квартиры		20	-6,5	-34	5 232		656,21	18	0,0285		12			0,08741

Приложение 2 Перечень потребителей, подключенных СЦТ «Лесной» с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок.

Наименование потребителя.		Площадь помещения	Расчетная часовая нагрузка
		м.кв.	Гкал/час
СЦТ "Лесной" п. Лесной			1,622
1	ж.д. Молодежная, 29		0,0700
2	Ж.д. Молодежная, 30		0,0143
3	Ж.д. Молодежная, 31		0,0105
4	Ж.д. Молодежная,33		0,0750
5	Ж.д. Молодежная,34		0,0980
6	Ж.д. Молодежная,35		0,0980
7	Ж.д. Молодежная,36		0,0040
8	Ж.д. Молодежная,37		0,0070
9	Ж.д. Цветочная,1		0,0250
10	Ж.д Цветочная, 9		0,0150
11	Ж.д Цветочная, 12		0,0160
12	Ж.д Цветочная, 13		0,0210
13	Ж.д Цветочная, 14		0,0151
14	Ж.д Цветочная, 15		0,0153
15	Ж.д Цветочная, 17		0,0158
16	Ж.д. Центральная,2		0,0670
17	Ж.д. Центральная,3		0,0040
18	Ж.д. Центральная,4		0,0111
19	Ж.д. Центральная,8		0,0197
20	Ж.д. Центральная,16		0,0197
21	Ж.д. Центральная,10		0,0060
22	Ж.д. Центральная,11		0,0040
23	Ж.д. Центральная,18		0,0050
24	Ж.д. Центральная,19		0,0060
25	Ж.д. Центральная,20		0,0050
26	Ж.д. Центральная,21		0,0060
27	Ж.д. Центральная,22		0,0040
28	Ж.д. Центральная,24		0,0130
29	Ж.д. Центральная,27		0,0980
30	Ж.д. Центральная,28		0,0700
31	Ж.д. Садовая,3		0,0207
32	Ж.д. Садовая,22		0,0164
33	Ж.д. Садовая,24		0,0383
34	Энерогцех		0,0100
35	Автогараж		0,0970
36	Баня		0,0110
37	Водонапорная башня		0,0010
38	Гараж -склад		0,0400
39	Гостиница		0,0210
40	Детсад «Тополек»		0,0560
41	Зарядная		0,0480
42	Казарма		0,1160
43	Клуб		0,1540
44	Контора Родина		0,0220
45	КПП		0,0180
46	Пожарное депо		0,0320
47	Профилакторий		0,0050
48	Спортзал		0,0750
49	Стройцех		0,0120
50	Здание газовой котельной, п. Лесной		0,0028



Общество с ограниченной ответственностью

«ПОЛИТЕРМ»

ЛИЦЕНЗИЯ

Серия 002
Регистрационный № 1232

«29» мая 2019 г.

**ИП Гилязов В.И.
г. Каменск-Уральский**

является зарегистрированным пользователем

ZuluThermo 8.0

Свидетельство об официальной регистрации
программы (РОСПАТЕНТ)

№ 2014615669

Единый реестр российских программ для
электронных вычислительных машин и баз данных

№ 2106 от 08.11.2016г.

Зарегистрированный пользователь имеет право на:

- техническую поддержку в течение гарантийного срока обслуживания;
- бесплатное обновление ПО в течение гарантийного срока обслуживания;
- продление технической поддержки и получения обновлений ПО по истечении гарантийного срока обслуживания.

Компания-разработчик:
ООО «Политерм»
интернет: www.politerm.com
e-mail: politerm@politerm.com



Генеральный директор:

/ Крицкий Г.Г. /



Приложение 4 Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения

Таблица 3.1. Форма статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения

№ ТН п.п.	Объект № (ID объекта)	Дата возникновения ТН Время возникновения ТН	Описание технологического нарушения (ТН)						Дата ликвидации ТН Время ликвидации ТН	Примечания (№ акта расследования ТН; № приказа по организации и т.п.)
			Местоположение ТН (принадлежность к РТС; принадлежность к организации; расстояние до ближайших ТК (ЗРА); координаты ТН)	Вид ТН (авария - А; инцидент: технологический отказ - ТО; функциональный отказ - ФО)	Характеристика ТН (конкретная неисправность отказавшего оборудования; нарушенная функция)	Причина ТН (при прямых внешних воздействиях - установленная причина ТН; при косвенных внешних воздействиях - предполагаемая причина ТН)	Последствия ТН (количество отключенных потребителей по категориям; количество недоотпущенной тепловой энергии; затраты на восстановление в руб; иные социальные последствия)	Способ ликвидации ТН (перечень выполненных работ: ТО, ТР, КР или полная замена отказавшего оборудования с указанием характеристик вновь установленного оборудования)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Источник № 1 ID=1	19.01.2007. 18:15:00	РТС № 1 ООО "Тепловые сети" ул. Ленина, д. 1	ФО	Образование свища в нижней части КПН котла № 5	Деформация труб при технологическом нарушении от 19.12.2005.	количество отключенных потребителей - 0; количество недоотпущенной тепловой энергии - 0 Гкал; затраты на восстановление - 20 т. руб.	демонтаж поврежденного участка; монтаж элементов КПН котла № 5; сварочные работы.	21.01.2007. 12:15:00	Акт № 23 от 19.01.2007. Приказ № 19/01 от 22.01.2007.
2.	Участок № 256 ID=256	09.02.2007. 13:25:00	РТС № 1 ООО "Тепловые сети" ул. Суворова, д. 15 ЗРА в ТК № 34 L = 45 м.	ТО	Свищ на подающем теплопроводе Ду = 600 мм. Ориентация свища: 17.00 часов.	Внутренняя коррозия	количество отключенных потребителей: категория I - 1: ул. Суворова, д. 15 ; категория II - 5: ул. Нахимова, д. 4, 6, 8, 10, 12; категория III - 15: ул. Мира, д. 1 - 15; количество недоотпущенной тепловой энергии - 3000 Гкал; затраты на восстановление - 50 т. руб.	демонтаж поврежденного участка; замена теплопровода Ду=600 мм, L=5м; монтаж и сварочные работы на подающем теплопроводе.	09.02.2007. 23:25:00	Акт № 25 от 09.02.2007. Приказ № 34/02 от 12.02.2007.
3.	Перемычка № 52 ID= 235	12.03.2007. 15:15:00	РТС № 2 ООО "Тепловые сети" ул. Буденного, д. 4 ЗРА в ТК № 48 L = 52 м.	ТО	Свищ на обратном теплопроводе Ду = 250 мм. Ориентация свища: 11.00 часов.	Наружная коррозия из-за повреждения изоляции	количество отключенных потребителей: категория I - 0; категория II - 3: ул. Свободы, д. 3, 5, 7; категория III - 0; количество недоотпущенной тепловой энергии - 1000 Гкал; затраты на восстановление - 10 т. руб.	демонтаж поврежденного участка; замена теплопровода Ду=250 мм, L=2м; монтаж и сварочные работы на обратном теплопроводе.	13.03.2007. 00:15:00	Акт № 35 от 12.03.2007. Приказ № 43/03 от 15.03.2007.
4.	Вспомогательный участок № 68 ID=356	21.03.2007. 09:10:00	РТС № 2 ООО "Тепловые сети" ул. Фестивальная, д. 7 ЗРА в ТК № 35 L = 10 м.	ТО	Свищ на прямом теплопроводе Ду = 110 мм. Ориентация свища: 09.00 часов.	Наружная коррозия из-за повреждения изоляции	количество отключенных потребителей: категория I - 0; категория II - 0; категория III - 0; количество недоотпущенной тепловой энергии - 0 Гкал; затраты на восстановление - 15 т. руб.	демонтаж поврежденного участка; замена теплопровода Ду=110 мм, L=1м; монтаж и сварочные работы на прямом теплопроводе.	21.03.2007. 18:20:00	Акт № 47 от 21.03.2007. Приказ № 49/03 от 25.03.2007.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Кунашакского СП

Таблица 3.2. Пример формы «Сведения по источнику теплоснабжения»

Источник №	ID	Адрес (принадлежность к РТС, принадлежность к организации)	Дата ввода в эксплуатацию	Сведения об эксплуатации основного оборудования источников									
				Год эксплуатации	Наработка основного оборудования	Сведения о ремонтах и обслуживании основного оборудования (техническое обслуживание - ТО, текущий ремонт - ТР, капитальный ремонт - КР, испытания - И, реконструкция - Р)					Сведения об отказах основного оборудования (авария - А, технологический отказ - ТО, функциональный отказ - ФО)		
						час	ТО	ТР	КР	И	Р	А	ТО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная № 1	ID=1	ул. Ленина, д. 1 РТС № 1 ООО "Тепловые сети"	20.09.2006.	20.09.2007.	5760	20.06.2007. - котел № 1 20.07.2007. - котел № 2 20.08.2007. - котел № 3			20.06.2007. - котел № 1 20.07.2007. - котел № 2 20.08.2007. - котел № 3				Акт № 23 от 19.01.2007. Образование свища в нижней части КПП котла № 3
				20.09.2008.	11300	20.06.2008. - котел № 1 20.07.2008. - котел № 2 20.08.2008. - котел № 3			20.06.2008. - котел № 1 20.07.2008. - котел № 2 20.08.2008. - котел № 3				
				20.09.2009.	16680	20.06.2009. - котел № 1 20.07.2009. - котел № 2 20.08.2009. - котел № 3			20.06.2009. - котел № 1 20.07.2009. - котел № 2 20.08.2009. - котел № 3				

Таблица 3.3. Пример формы «Сведения по участку тепловой сети»

Участок №	ID	Начало участка	Конец участка	Условный диаметр, мм	Длина, м	Вид изоляции	Тип прокладки	Дата ввода в эксплуатацию (год прокладки)	Сведения об эксплуатации участка тепловой сети									
									Год эксплуатации	Наработка основного оборудования	Сведения о ремонтах и обслуживании основного оборудования (техническое обслуживание - ТО, текущий ремонт - ТР, капитальный ремонт - КР, испытания - И, реконструкция - Р)					Сведения об отказах основного оборудования (авария - А, технологический отказ - ТО, функциональный отказ - ФО)		
											час	ТО	ТР	КР	И	Р	А	ТО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
256	ID=256	01-04-ТК-8н	01-04-ТК-9н	600	98	ППУ (ППМА)	подземная, в непроходном канале	1990	1991	8760	1991			1991	2015			
									1992	17520	1992			1992				
									1993	26280		1993		1993				
										
									2007	148920	2007			2007			Акт № 25 от 09.02.2007.	

Таблица 3.4. Пример формы «Сведения по насосным станциям»

Насосная станция №	ID	Адрес (принадлежность к РТС, принадлежность к организации)	Дата ввода в эксплуатацию	Сведения об эксплуатации основного оборудования насосной станции									
				Год эксплуатации	Наработка основного оборудования	Сведения о ремонтах и обслуживании основного оборудования (техническое обслуживание - ТО, текущий ремонт - ТР, капитальный ремонт - КР, испытания - И, реконструкция - Р)					Сведения об отказах основного оборудования (авария - А, технологический отказ - ТО, функциональный отказ - ФО)		
						ТО	ТР	КР	И	Р	А	ТО	ФО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
НС № 5	ID=13	ул. Фадеева, д. 43 РТС № 2 ООО "Тепловые сети"	2006	2007	5760	20.06.2007. - насосы № 1, 2 20.07.2007. - насосы № 3, 4			20.06.2007. - насосы № 1, 2 20.07.2007. - насосы № 3, 4	2030	Акт № 99 от 13.11.2007.		
				2008	11300	20.07.2008. - насосы № 1, 2 20.08.2008. - насосы № 3, 4			20.07.2008. - насосы № 1, 2 20.08.2008. - насосы № 3, 4				
				2009	16680	20.06.2009. - насосы № 1, 2 20.07.2009. - насосы № 3, 4			20.06.2009. - насосы № 1, 2 20.07.2009. - насосы № 3, 4				

Таблица 3.5. Пример формы «Сведения по ТК»

Тепловая камера №	ID	Адрес (принадлежность к РТС, принадлежность к организации)	Дата ввода в эксплуатацию	Сведения об эксплуатации основного оборудования тепловой камеры									
				Год эксплуатации	Наработка основного оборудования	Сведения о ремонтах и обслуживании основного оборудования (техническое обслуживание - ТО, текущий ремонт - ТР, капитальный ремонт - КР, испытания - И, реконструкция - Р)					Сведения об отказах основного оборудования (авария - А, технологический отказ - ТО, функциональный отказ - ФО)		
						ТО	ТР	КР	И	Р	А	ТО	ФО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТК № 145	ID=345	ул. Запорожская, д. 8 РТС № 2 ООО "Тепловые сети"	1996	1997	8760	20.06.1997. - 3ПА № 1, 2 20.07.1997. - 3ПА № 3, 4			20.06.1997. - 3ПА № 1, 2 20.07.1997. - 3ПА № 3, 4	2030			
				1998	17520	20.06.1998. - 3ПА № 1, 2 20.07.1998. - 3ПА № 3, 4			20.06.1998. - 3ПА № 1, 2 20.07.1998. - 3ПА № 3, 4				
				1999	26280	20.06.1999. - 3ПА № 1, 2 20.07.1999. - 3ПА № 3, 4			20.06.1999. - 3ПА № 1, 2 20.07.1999. - 3ПА № 3, 4				
			
				2007	87600			20.06.2007. - 3ПА № 1, 2 20.07.2007. - 3ПА № 3, 4			Акт № 97 от 29.10.2007.		

Таблица 3.7. Пример формы «Сведения по Потребителям»

Потребитель №	ID	Адрес	Категория категория I - не допускается перерыв в теплоснабжении; категория II - перерыв в теплоснабжении не более 54 ч.; категория III - остальные потребители.	Дата ввода в эксплуатацию	Сведения об эксплуатации основного оборудования потребителя									
					Год эксплуатации	Наработка основного оборудования	Сведения о ремонтах и обслуживании основного оборудования (техническое обслуживание - ТО, текущий ремонт - ТР, капитальный ремонт - КР, испытания - И, реконструкция - Р)					Сведения об отказах основного оборудования (авария - А, технологический отказ - ТО, функциональный отказ - ФО)		
							ТО	ТР	КР	И	Р	А	ТО	ФО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Потребитель № 5	ID=154	ул. Красная, д. 37	II	2006	2007	5760	20.06.2007. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2007. - теплообменный аппарат № 2			20.06.2007. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2007. - теплообменный аппарат № 2	2030		Акт № 115 от 19.12.2007.	
					2008	11300	20.06.2008. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2008. - теплообменный аппарат № 2			20.06.2008. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2008. - теплообменный аппарат № 2				
					2009	16680	20.06.2009. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2009. - теплообменный аппарат № 2			20.06.2009. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2009. - теплообменный аппарат № 2				

Приложение 5 Структура шифра проектов (мероприятий) в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019 № 212.

Номер мероприятий (проектов) "XXX.XX.XX.XXX", в котором:

- первые три значащих цифры (XXX.) отражают номер ЕТО (цифры «000» означают, что мероприятие (проект) относится к зоне действия, в которой ЕТО не определён, например: зона перспективной застройки);
- вторые две значащих цифры (.XX.) отражают номер группы проектов в составе ЕТО;
- третьи значащие цифры (.XX.) отражают номер подгруппы проектов в составе ЕТО;
- четвертые значащие цифры (.XXX.) отражают номер проекта в составе ЕТО.

Под номером группы проектов (.XX.) в составе ЕТО должны учитываться следующие показатели:

- "01" - группа проектов на источниках тепловой энергии;
- "02" - группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них;
- "03" - группа проектов, относящихся к потребителям.

Под номером подгруппы проектов (.XX.) в составе ЕТО должны указываться следующие показатели:

Группа ".01" (источники тепловой энергии).

"01" - подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

"02" - подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

"03" - подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

"04" - подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

Группа ".02" (тепловые сети и сооружения на них).

"01" - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки;

"02" - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных;

"03" - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

"04" - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

"05" - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов;

"06" - подгруппа проектов строительства новых насосных станций;

"07" - подгруппа проектов реконструкции насосных станций;

"08" - подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей;

"09" - подгруппа проектов гидравлическая наладка теплосетей.

Группа ".03" (потребители тепловой энергии).

"01" - подгруппа проектов установки ИТП;

"02" - подгруппа проектов технического перевооружения ИТП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Постановление Правительства РФ от 22 Февраля 2012 г. № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения".
2. Приказ Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 "Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения".
3. Федеральный закон РФ № 190 от 27.07.2010г. «О теплоснабжении».
4. Федеральный закон РФ №261 от 23.11.2009г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
5. Постановление Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации".
6. ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях».
7. СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий».
8. СП 23-101-2004 «Проектирование тепловой защиты зданий».
9. СНиП 31-05-2003 «Общественные здания административного назначения».
10. СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
11. СП 131.13330.2020 «Строительная климатология».
12. МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения».
13. Постановление Правительства РФ №1075 от 22.10.2012г. «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».
14. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».
15. СП 89.13330.2016 «Котельные установки».
16. СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов».
17. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. № 115).
18. Новости теплоснабжения, № 9 (сентябрь), 2010 г. Статья: «Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое».
19. А.К. Тихомиров «Теплоснабжение районов города», 2006г. Хабаровск.
20. Письмо Минэкономразвития РФ № 21790-АК/Д03 от 05.10.2011г. «Об индексах цен и индексах-дефляторах для прогнозирования цен».
21. Укрупнённые нормативы цены строительства НЦС 81-02-12-2022 «Наружные тепловые сети».
22. Укрупнённые нормативы цены строительства НЦС 81-02-19-2022 «Здания и сооружения городской инфраструктуры».
23. МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации».
24. Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 26 июля 2013г. № 310 «Об утверждении методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения».
25. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии».
26. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 года №325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

27. Приказ Министерства энергетики РФ от 10 августа 2012 г. № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».
28. Постановление Правительства РФ от 16.05.2014 №452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. №340».
29. Надежность систем теплоснабжения / Е.В.Сеннова, А.В.Смирнов, А.А.Ионин и др.; Отв. ред. Е.В. Сеннова. - Новосибирск: Наука, 2000.
30. А.А.Ионин. «Надежность систем тепловых сетей».
31. Проект приказа Министерства регионального развития «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии».
32. Методика и алгоритм расчета надежности тепловых сетей при разработке схем теплоснабжения городов ОАО «Газпром промгаз»; Москва, 2013.
33. «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Приказом Минэкономики РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. №ВК477).
34. Хрилёв Л.С., Смирнов И.А. Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения. - Энергия, Москва, 1978г.
35. Сеннова Е.В., Сидлер В.Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем. - Из-во Наука, 1987г.
36. Постановление Правительства РФ от 18 ноября 2013г. №1034 «О коммерческом учете тепловой энергии, теплоносителя».
37. Постановление Правительства РФ от 25 января 2011г. №18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов».
38. Постановление Правительства РФ от 16 апреля 2012 г. №307 «О порядке подключения к системам теплоснабжения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
39. СП 41-108-2004 «Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе».
40. Приказ Федеральной службы по тарифам от 13 июня 2013 г. N 760-э "Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения" (с изменениями и дополнениями).