



# **Схема теплоснабжения Буринского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2034г.**

(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

## Оглавление

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>12</b>
<b>ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ.....</b>	<b>14</b>
<b>ОБЩАЯ ЧАСТЬ .....</b>	<b>19</b>
<b>Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения .....</b>	<b>23</b>
Часть 1.1. Функциональная структура теплоснабжения.....	23
Часть 1.2. Источники тепловой энергии.....	27
1.2.1. Общие сведения по источникам тепловой энергии.....	27
1.2.2. Структура и технические характеристики основного оборудования.....	29
1.2.3. Параметры установленной тепловой мощности.....	31
1.2.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии за 2022г.....	32
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».....	32
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.....	32
1.2.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии).....	32
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.....	33
1.2.9. Описание схемы выдачи тепловой мощности котельных.....	33
1.2.10. Среднегодовая загрузка оборудования котельных.....	35
1.2.11. Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в паровые и водяные тепловые сети.....	35
1.2.12. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств.....	35
1.2.13. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	35
1.2.14. Сведения о предписаниях, выданных контрольно-надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельных.....	36
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.....	36
1.2.16. Проектный и установленный топливный режим котельных.....	36
1.2.17. Сведения о резервном топливе котельных.....	36
1.2.18. Описание изменений в перечисленных характеристиках котельных в ретроспективном периоде.....	37
1.2.19. Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных.....	37
Часть 1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты .....	38
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.....	38
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	38
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.....	40
1.3.4. Описание технологических схем тепловых пунктов с указанием количества и средней тепловой мощности тепловых пунктов.....	42
1.3.5. Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления.....	42
1.3.6. Типы и оборудование повысительных насосных станций.....	42
1.3.7. Описание изменений, произошедших за ретроспективный период, в части строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.....	42
1.3.8. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	42
1.3.9. Краткие сведения о паровых сетях.....	42

## Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

1.3.11. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. ....	43
1.3.12. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети. ....	43
1.3.13. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.....	43
1.3.14. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет. ....	44
1.3.15. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет. ....	48
1.3.16. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов. ....	48
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.....	50
1.3.18. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	51
1.3.19. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.....	52
1.3.20. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения. ....	53
1.3.21. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям. ....	53
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. ....	53
1.3.23. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи. ....	53
1.3.24. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	53
1.3.25. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления. ....	55
1.3.26. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию. ....	55
1.3.27. Эксплуатационные показатели тепловых сетей и сооружений на них.....	55
Часть 1.4. Зоны действия источников тепловой энергии .....	56
Часть 1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	57
1.5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления.....	57
1.5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	59
1.5.3 Случаи (условия) применения для отопления жилых помещений в многоквартирных домах с централизованным теплоснабжением индивидуальных квартирных источников тепловой энергии. ....	59
1.5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом. ....	60
1.5.5. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение ....	61
1.5.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения.....	62
1.5.7. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.....	63
Часть 1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии .....	64
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.....	64
1.6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии. ....	64

## Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

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.....	66
1.6.4. Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	66
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. ....	66
Часть 1.7. Балансы теплоносителя.....	67
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.....	67
1.7.2. Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	68
Часть 1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом .....	70
1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии. ....	70
1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями. ....	70
1.8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки. ....	70
1.8.4 Описание использования местных видов топлива. ....	70
Часть 1.9. Надёжность теплоснабжения.....	72
1.9.1. Общие положения. ....	72
1.9.2. Расчёт показателей надёжности сетей теплоснабжения. ....	74
1.9.3. Оценки надёжности систем теплоснабжения по показателям, определяемым в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии. ....	77
1.9.4. Интегральные показатели оценки надёжности теплоснабжения. ....	84
1.9.5. Выводы по надёжности систем централизованного теплоснабжения потребителей Буринского СП.....	84
1.9.6. Пути повышения безотказности системы теплоснабжения. ....	85
Часть 1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	86
Часть 1.11. Цены и тарифы в сфере теплоснабжения.....	87
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. ....	87
1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	89
1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения. ....	89
1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей. ....	90
Часть 1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения Буринского СП.....	92
1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей). ....	92
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). ....	92
1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения. ....	94
1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	94

1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	95
<b>Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....</b>	<b>96</b>
Часть 2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.....	96
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..	96
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.....	99
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.....	103
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.....	103
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.....	103
<b>Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения.....</b>	<b>105</b>
Часть 3.1. Описание геоинформационной системы Zulu 8.....	105
3.1.1 Общие положения.....	105
3.1.2 Программно-расчётный комплекс ZuluThermo.....	107
Часть 3.2. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения с полным топологическим описанием связности объектов.....	109
Часть 3.3. Паспортизация объектов системы теплоснабжения.....	109
Часть 3.4. Паспортизацию и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное.....	110
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.....	110
3.5.1. Наладочный расчет тепловой сети.....	111
3.5.2. Поверочный расчет тепловой сети.....	111
3.5.3. Конструкторский расчет тепловой сети.....	112
Часть 3.6. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии.....	112
Часть 3.7. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии.....	114
Часть 3.8. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя.....	115
Часть 3.9. Расчет показателей надежности теплоснабжения.....	117
Часть 3.10. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения.....	117
Часть 3.11. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.....	117
Часть 3.12 Анализ гидравлических режимов СЦТ Буринского СП.....	119
3.12.1 Общие положения.....	119
3.12.2 Поверочный гидравлический расчёт.....	120
<b>Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.....</b>	<b>128</b>
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.....	132

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 .....	132
Часть 4.3 Выводы о резервах (дефицитах) мощности в существующих систем теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей. ....	132
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. ....	132
<b>Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения. ....</b>	<b>134</b>
Часть 5.1 Основные принципы развития систем теплоснабжения Буринского СП. ....	134
Часть 5.2 Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения. ....	134
Часть 5.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения.....	135
Часть 5.4 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей.....	135
Часть 5.5 Описание изменений в мастер – плане развития систем теплоснабжения поселения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	136
<b>Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах. ....</b>	<b>137</b>
Часть 6.1 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.....	137
Часть 6.2 Сведения о наличии баков-аккумуляторов.....	137
Часть 6.3 Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.....	137
Часть 6.4 Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.....	138
<b>Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии. ....</b>	<b>139</b>
Часть 7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления. ....	139
7.1.1 Определения.....	139
7.1.2 Основная нормативно-правовая база.....	139
7.1.3 Условия подключения к централизованным системам теплоснабжения.....	140
7.1.4 Условия для организации поквартирного теплоснабжения малоэтажных МКД. ....	140
7.1.5 Условия для организации теплоснабжения МКД от общедомового газового теплогенератора. ....	143
7.1.6 Условия для организации индивидуального теплоснабжения индивидуальных жилых домов и блокированных жилых домов.....	144
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. ....	144
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. ....	144
Часть 7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок. ....	144
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. ....	144
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. ....	145
Часть 7.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии. ....	146
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. ....	146



Часть 7.9 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. ....	146
Часть 7.10 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии. ....	146
Часть 7.11 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями. ....	146
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. ....	151
Часть 7.13 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива. ....	151
Часть 7.14 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения. ....	152
Часть 7.15 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения. ....	152
7.15.1 Основные положения и расчётные выражения методики определения РЭТ. ....	153
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. ....	155
Часть 7.17 Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью. ....	155
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. ....	155
Часть 7.19 Определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке. ....	155
Часть 7.20 Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива. ....	155
Часть 7.21 Основные решения по развитию систем теплоснабжения. ....	156
<b>Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них. ....</b>	<b>159</b>
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). ....	159
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. ....	159
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. ....	159
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. ....	159
Часть 8.5 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения. ....	161
Часть 8.6 Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки. ....	167
Часть 8.7 Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса. ....	167
Часть 8.8 Предложения по строительству и реконструкции насосных станций. ....	168
Часть 8.9 Наладка гидравлического режима теплосетей и иные предложения, направленные на повышение эффективности централизованного теплоснабжения. ....	168
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. ....	170
<b>Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения. ....</b>	<b>172</b>
<b>Глава 10. Перспективные топливные балансы. ....</b>	<b>173</b>
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. ....	173

Часть 10.2 Результаты расчётов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива .....	176
Часть 10.3 Виды топлива, потребляемые источниками тепловой энергии .....	177
Часть 10.4. Преобладающий в поселении вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в поселении. ....	178
Часть 10.5 Приоритетное направление развития топливного баланса поселения. ....	178
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.....	178
<b>Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения.....</b>	<b>179</b>
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.....	180
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 .....	180
Часть 11.3 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения поселения и мероприятия по повышению надёжности систем теплоснабжения.....	180
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.....	181
Часть 11.5 Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки.....	183
Часть 11.6 Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии. ....	183
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. ....	183
Часть 11.8 Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения .....	184
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. ....	185
<b>Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.....</b>	<b>186</b>
Часть 12.1: Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей. ....	186
Часть 12.2 Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей. .	186
12.2.1 Внутренние источники собственных средств. ....	188
12.2.2 Внешние (привлеченные) источники денежных средств. ....	189
12.2.3 Выводы по Части 12.2.....	193
Часть 12.3 Расчеты экономической эффективности инвестиций. ....	193
12.3.1 Данные для расчётов показателей эффективности ИП. ....	197
12.3.2 Общие выводы по ИП: .....	197
Часть 12.4 Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения. ....	200
<b>Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения.....</b>	<b>201</b>
Часть 13.1 Результаты оценки существующих и перспективных значений следующих индикаторов развития систем теплоснабжения, рассчитанных в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения. ....	201
Часть 13.2 Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения. ....	201
<b>Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия .....</b>	<b>203</b>
Часть 14.1 Общие положения.....	203
Часть 14.2 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения. ....	204
<b>Глава 15. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации. ....</b>	<b>209</b>
Часть 15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения. ....	209
Часть 15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации. ....	209
Часть 15.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией. ....	210



## Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

Часть 15.4 Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения, на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации. ....	214
Часть 15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации. ....	214
<b>Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения. ....</b>	<b>216</b>
Часть 16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии. ....	216
Часть 16.2 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них. ....	216
Часть 16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения. ....	216
<b>Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения. ....</b>	<b>217</b>
17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при актуализации и утверждении схемы теплоснабжения. ....	217
17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения. ....	217
17.3 Перечень учтённых замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесённых в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения. ....	217
<b>Глава 18. Сводный том изменений и дополнений, выполненных при актуализации схемы теплоснабжения. ....</b>	<b>218</b>
18.1 Изменения внесённые в утверждаемую часть схемы теплоснабжения. ....	218
18.2 Изменения, внесённые в обосновывающие материалы схемы теплоснабжения. ....	218
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ. ....</b>	<b>227</b>

## ПЕРЕЧЕНЬ ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 1 Границы Буринского СП на карте Кунашакского муниципального района и расположение населённых пунктов поселения. ....	20
Рисунок 2 Зоны действия систем теплоснабжения и расположение котельных в с. Новобурино. ....	26
Рисунок 3 Схема сетей теплоснабжения СЦТ «Новобурино». ....	39
Рисунок 4 Пьезометрический график №1 СЦТ «Новобурино». ....	45
Рисунок 5 Пьезометрический график №2 СЦТ «Новобурино». ....	46
Рисунок 6 Пьезометрический график №3 СЦТ «Новобурино». ....	47
Рисунок 7 Структура тепловых нагрузок в зависимости от категории потребителей. ....	57
Рисунок 8 Виды технологических нарушений в тепловых сетях. ....	73
Рисунок 9 Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети. ....	75
Рисунок 10 Динамика средневзвешенного тарифа на отпущенную тепловую энергию за период с 2017 по 2023гг. ....	89
Рисунок 11 «Скан» результатов поверочного гидравлического расчёта по СЦТ «Новобурино». ....	121
Рисунок 12 Виды малоэтажных домов. ....	139
Рисунок 13 Зависимости оптимальной скорости воды от диаметра труб. ....	160
Рисунок 14 Примеры «планшетных» ИТП. ....	170
Рисунок 15 Прогнозируемая динамика потребления топлива на централизованное теплоснабжение, т.у.т. ....	173
Рисунок 16 Прогнозируемая динамика усреднённого КПД котельных и эффективности СЦТ. ....	173
Рисунок 17 Распределение затрат при реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения в зависимости от источников финансирования. ....	198
Рисунок 18 Динамика тарифа на тепловую энергию. ....	207

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1 Общая информация об административно-территориальном устройстве, показатели жилищного фонда и численность населения. ....	21
Таблица 2 Информация об обеспеченности территории Буринского СП централизованными системами коммунальной инфраструктуры. ....	21
Таблица 3 Климатические характеристики. ....	22
Таблица 4 Данные по теплоснабжающим организациям. ....	24
Таблица 5 Сведения по источникам децентрализованного теплоснабжения, с указанием основных параметров. ....	24
Таблица 6 Общие сведения по СЦТ Буринского СП. ....	25
Таблица 7 Сведения о балансовой принадлежности и эксплуатационных зонах СЦТ Буринского СП. ....	25

Таблица 8 Информация о наличии средств учета энергоресурсов на теплоисточниках.	27
Таблица 9 Перечень насосного оборудования с указанием основных параметров.	29
Таблица 10 Перечень основного теплофикационного оборудования с указанием основных параметров.	30
Таблица 11 Параметры установленной тепловой мощности источников тепловой энергии за 2022г.	31
Таблица 12 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии за 2022г.	32
Таблица 13 Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.	32
Таблица 14 Давление теплоносителя на «подаче» и в «обратке».	33
Таблица 15 Утвержденный температурный график котельной СЦТ «Новобурино».	34
Таблица 16 Среднегодовая загрузка основного оборудования котельных за 2022 год.	35
Таблица 17 Нормативы удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии источниками тепловой энергии.	36
Таблица 18 Установленный топливный режим котельных за 2022г.	36
Таблица 19 Динамика изменения эксплуатационных показателей отдельно по котельной СЦТ «Новобурино».	37
Таблица 20 Основные характеристики и параметры сетей теплоснабжения.	41
Таблица 21 Информация по нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.	52
Таблица 22 Сведения об оснащённости потребителей приборами коммерческого учёта тепловой энергии в Буринском СП.	54
Таблица 23 Динамика изменения эксплуатационных показателей тепловых сетей и сооружений на них по СЦТ «Новобурино».	55
Таблица 24 Параметры зон централизованного теплоснабжения.	56
Таблица 25 Спрос на тепловую мощность в РЭТД.	57
Таблица 26 Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в ретроспективный период (расчётная таблица).	58
Таблица 27 Значения УТМ, расчетных тепловых нагрузок источников тепловой энергии и расчётных (договорных) тепловых нагрузок потребителей в ретроспективный период (прим.: ист. данных - таблица 26).	59
Таблица 28 Сведения о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии по итогам работы СЦТ «Новобурино» за 2020-2022гг.	60
Таблица 29 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Буринского СП.	62
Таблица 30 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии за базовый год (прим.: ист. данных - таблица 26).	65
Таблица 31 Баланс производительности ВПУ и подпитки теплосети по итогам работы в 2020г., 2021г. и 2022г.	69
Таблица 32 Топливный баланс по СЦТ «Новобурино» поселения по итогам работы в 2020г., 2021г. и 2022г.	71
Таблица 33 Топливный баланс в целом по СЦТ Буринского СП по итогам работы в 2020г., 2021г. и 2022г.	71
Таблица 34 Результаты оценки надежности СЦТ «Новобурино».	83
Таблица 35 Техничко-экономические показатели ТСО за период с 2020 по 2022гг.	86
Таблица 36 Динамика тарифов на отпущенную тепловую энергию за период с 2017 по 2023гг.	88
Таблица 37 Динамика изменения тарифов на тепловую энергию (в %) и уровень инфляции за период с 2017 по 2022гг.	89
Таблица 38 Индикаторы развития СЦТ Буринского СП по итогам работы в 2020-2022гг.	93
Таблица 39 Базовый (за 2022г.) уровень потребления тепловой энергии по СЦТ Буринского СП с разделением по категориям потребителей и виду потребления.	97
Таблица 40 Базовая (за 2022г.) расчётная тепловая нагрузка по СЦТ Буринского СП с разделением по категориям потребителей и виду потребления.	97
Таблица 41 Плановые показатели полезного отпуска тепловой энергии по СЦТ Буринского СП на 2023г. и 2024г.	98
Таблица 42 Прогноз прироста площади строительных фондов в с. Новобурино.	98
Таблица 43 Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию для перспективного жилищного фонда.	99
Таблица 44 Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию для перспективного общественного фонда.	100
Таблица 45 Удельные среднечасовые тепловые нагрузки на нужды ГВС.	102
Таблица 46 Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в зоне действия СЦТ «Новобурино».	104
Таблица 47 Результаты поверочного гидравлического расчёта (Источник) по СЦТ «Новобурино».	122
Таблица 48 Перечень потребителей и результаты поверочного гидравлического расчёта СЦТ «Новобурино».	122
Таблица 49 Перечень участков тепловой сети и результаты поверочного гидравлического расчёта СЦТ «Новобурино».	123
Таблица 50 Результаты конструкторского расчета системы теплоснабжения СЦТ «Новобурино».	126
Таблица 51 Результаты расчета нормативных потерь тепловой энергии СЦТ «Новобурино».	128
Таблица 52 Результаты конструкторского расчета системы теплоснабжения СЦТ «Новобурино».	128

## Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

Таблица 53 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «Новобурино».....	133
Таблица 54 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя тепло потребляющими установками потребителей.....	138
Таблица 55 Варианты организации теплоснабжения малоэтажных жилых домов.....	149
Таблица 56 Предложения по величине УТМ источников тепловой энергии СЦТ Буринского СП.....	156
Таблица 57 Предложения по строительству источников тепловой энергии.....	158
Таблица 58 Перечень мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению сетей теплоснабжения.....	161
Таблица 59 Оценочный расчёт стоимости технического перевооружения и реконструкции участков сетей отопления с учётом параметров и способу прокладки по проекту «В1».....	161
Таблица 60 Проекты, направленные на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями.....	171
Таблица 61 Общий топливный баланс, совмещённый с балансом тепловой энергии, в целом по СЦТ Буринского СП.....	174
Таблица 62 Существующий и перспективный топливный баланс СЦТ «Новобурино».....	174
Таблица 63 Результаты расчетов по каждой СЦТ перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов.....	175
Таблица 64 Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, в зависимости от вида топлива и способа его доставки.....	177
Таблица 65 Результаты расчётов нормативных запасов топлива.....	177
Таблица 66 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения поселения.....	182
Таблица 67 Перечень предложений (проектов, мероприятий), предусмотренных схемой теплоснабжения оказывающих влияние на надёжность теплоснабжения.....	185
Таблица 68 Реестр проектов схемы теплоснабжения и график финансирования.....	187
Таблица 69 Индексы-дефляторы и прогноз роста цен на ТЭР.....	199
Таблица 70 Индикаторы развития систем теплоснабжения Буринского СП.....	202
Таблица 71 Прогноз динамики тарифа на тепловую энергию.....	208
Таблица 72 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень ТСО.....	209
Таблица 73 Реестр ЕТО, содержащий перечень систем теплоснабжения по состоянию на апрель 2023г.....	209
Таблица 74 Рекомендуемый результат присвоения статуса ЕТО при утверждении схемы теплоснабжения.....	214
Таблица 75 Границы зон деятельности ЕТО: МУП «Балык».....	215

## ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1 Перечень потребителей, подключенных СЦТ Буринского СП с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок.....	219
Приложение 2 Копии лицензий ГИС «Zulu-8» (базовый модуль) и ПРК «Zulu Thermo» (поверочный модуль).....	220
Приложение 3 Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения.....	222
Приложение 4 Структура шифра проектов (мероприятий) в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№212....	226

## ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения Буринского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2034г. (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 Буринского сельского поселения Кунашакского района на 2019-2034гг. разработана в 2018г. и утверждена Решением Собрания депутатов Кунашакского района Челябинской области от 19.12.2018г. №204.

Актуализированная на 2022г. схема теплоснабжения утверждена Решением Собрания депутатов Кунашакского района Челябинской области от 17.08.2021г. №89.

Актуализированная на 2023г. схема теплоснабжения утверждена Постановлением Администрации Кунашакского района Челябинской области от 28.06.2022г. №901.

Актуализация схемы теплоснабжения на 2024год проводилась Индивидуальным предпринимателем Гилязовым В.Н. в соответствии с условиями муниципального контракта от 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 (ГП) Буринского сельского поселения (СП);
- Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры МО Буринское сельское поселение Кунашакского района на период 2018-2020 годы и на перспективу до 2027 года;
- Схема теплоснабжения и обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2034г. (актуализация на 2022г.);
- 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 Буринского 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 Буринского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2034 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 Буринского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2034 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 Буринского сельского поселения Кунашакского района Челябинской области на период до 2034 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 Буринское СП находится на территории Кунашакского МР Челябинской области.

В состав Буринского СП входят четыре населенных пункта. Административным центром Буринского СП является с. Новобурино.

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

- общая численность населения СП по состоянию на 2022 год составляет 2102 человек;
- общая численность населения СП по состоянию на 2021 год составляла 2157 человек;
- площадь территории СП по состоянию на 2021 год составляет 15901 га.

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

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

### Транспортная инфраструктура.

По территории Буринского СП проходит железнодорожная магистраль «Екатеринбург – Оренбург». Связь с населёнными пунктами Кунашакского МР осуществляется через сеть автомобильных дорог общего пользования местного значения.

### Коммунальная инфраструктура.

Информация об обеспеченности территории Буринского СП централизованными системами коммунальной инфраструктуры по состоянию на 2023 год сведена в таблицу 2.

#### Теплоснабжение.

Централизованное теплоснабжение организовано в с. Новобурино. В п. Трудовой для теплоснабжения школы эксплуатируется угольная котельная.

#### Водоснабжение и водоотведение.

Централизованное водоснабжение предусмотрено в двух населённых пунктах Буринского СП: с. Новобурино и д. Сосновка. Источником водоснабжения являются подземные воды, добываемые из скважин.

Централизованное водоотведение предусмотрено только в с. Новобурино.

Централизованное горячее водоснабжение на территории поселения отсутствует.

#### Электроснабжение.

Электрифицированы все населённые пункты Буринского СП.

#### Газоснабжение.

Централизованное газоснабжение сетевым природным газом предусмотрено только в с. Новобурино.

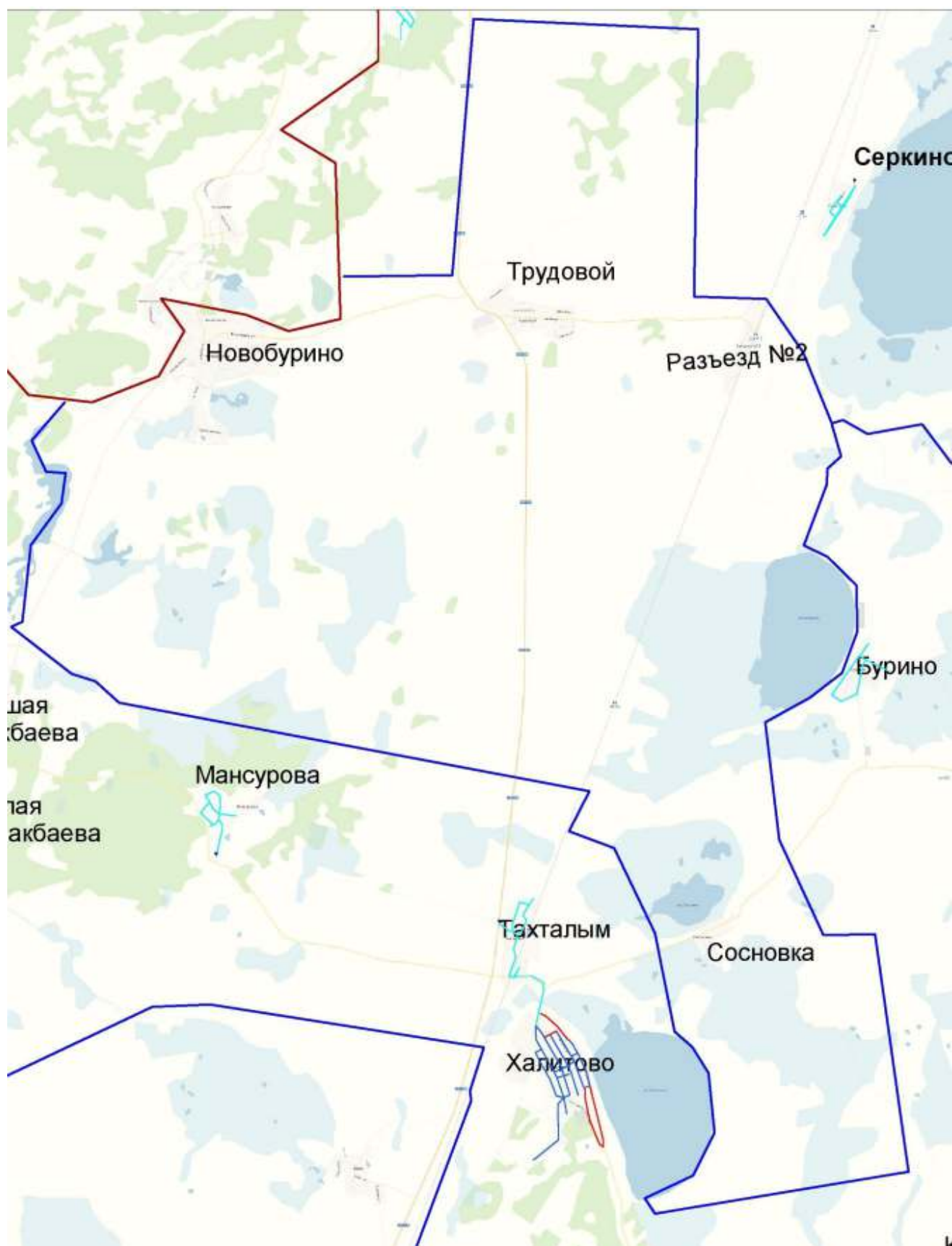


Рисунок 1 Границы Буринского СП на карте Кунашакского муниципального района и расположение населённых пунктов поселения.



### Жилищный фонд.

Жилищный фонд в поселении в основном представлен индивидуальными жилыми домами (частные жилые дома) и одноэтажными домами блокированной застройки. В с. Новобурино имеется 26 двухэтажных МКД. Общее количество квартир в МКД – 486 шт.

По данным государственной статистики по состоянию на 2021 год общая площадь жилых помещений в Буринском СП составляет 37,4 тыс. м<sup>2</sup>.

По состоянию на 2021г. уровень обеспеченности населения жильём в Буринском СП составляет 17,33м<sup>2</sup>/чел.

Показатели жилищного фонда по каждому населённому пункту Буринского СП сведены в таблицу 1.

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

№пп	Наименование населённого пункта	Численность населения по состоянию на 2022год, чел	Общая площадь жилищного фонда на 2021г, тыс.м.кв.	Общее количество 2-3 этажных МКД, шт	Общая площадь МКД, тыс.м.кв.	Количество жилых домов по состоянию на 2015г.	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	с. Новобурино	1431	нд	26	нд	293	267	нд
2	п. Разъезд 2	335	нд	0	нд	29	29	нд
3	д. Сосновка	202	нд	0	нд	71	71	нд
4	п. Трудовой	134	нд	0	нд	137	137	нд
<b>Всего:</b>		<b>2102</b>	<b>37,4</b>	<b>26</b>	<b>0</b>	<b>530</b>	<b>504</b>	<b>0</b>

**Таблица 2 Информация об обеспеченности территории Буринского 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	с. Новобурино	имеется	не предусмотрено	имеется	имеется	газифицировано
2	п. Разъезд 2	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено	не газифицировано
3	д. Сосновка	имеется	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено	не газифицировано
4	п. Трудовой	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено	не предусмотрено	не газифицировано

### Социальная инфраструктура.

Объекты социальной инфраструктуры Буринского СП, в том числе объекты бытового обслуживания населения (детский сад, школа, дом культуры, магазины и т.д.), в основном, сосредоточены в с. Новобурино.

### Экономика.

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

### Климат.

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

Территория Буринского 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	°C	-32	-34
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 0 °C	сут	158	—
Средняя температура наружного воздуха периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 0 °C	°C	-10,3	—
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже +8 °C	сут.	212	218
Средняя температура наружного воздуха периода со среднесуточной температурой воздуха ниже +8 °C	°C	-6,6	-6,5
Среднегодовая температура	°C	2,8	—
Среднемесячная температура (декабрь)	°C	-12,2	—
Среднемесячная температура (январь)	°C	-15	—
Среднемесячная температура (февраль)	°C	-13,5	—
Абсолютная минимальная температура воздуха	°C	-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 2020-2022гг. За базовый год принят 2022г.

### Часть 1.1. Функциональная структура теплоснабжения

Функциональная структура теплоснабжения Буринского СП представляет собой разделенное между различными юридическими лицами производство тепловой энергии и передача её до потребителя. На территории Буринского СП действует одна теплоснабжающая организация (далее ТСО). Данные по ТСО – МУП «Балык» приведены в таблице 4.

По состоянию на апрель 2023 года:

- На территории Буринского СП функционирует одна централизованная система теплоснабжения (далее СЦТ) – СЦТ «Новобурино».
- Общая протяжённость наружных сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении составляет порядка 3,42км (с учётом «врезок» к потребителям).
- Общее количество объектов (зданий), подключенных к СЦТ, составляет 45 ед.
- В качестве основного топлива на котельной СЦТ используется природный газ.
- В СЦТ действует только одна котельная.
- СЦТ действует в границах только одного населённого пункта (с. Новобурино).
- Централизованное горячее водоснабжение не предусмотрено.
- СЦТ «Новобурино» закрытая, но существует проблема не санкционированного отбора воды на нужды ГВС из отопительной сети.
- Источники, функционирующие в режиме комбинированной выработке тепловой и электрической энергии, на территории Буринского СП отсутствуют.

Общие сведения по СЦТ Буринского СП приведены в таблице 6.

Зона действия СЦТ «Новобурино» и расположение котельной приведена на рис. 2.

Сведения о балансовой принадлежности и эксплуатационных зонах СЦТ Буринского СП приведены в таблице 7. Котельная и сети СЦТ «Новобурино» находятся в собственности Кунашакского МР и эксплуатируются МУП «Балык».

Зоны действия децентрализованного теплоснабжения в Буринском СП сформированы в районах с индивидуальной малоэтажной 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, с указанием основных параметров приведены в таблице 5.

По состоянию на 2023 год в Буринском СП газифицирован один населённый пункт - с. Новобурино. Численность населения, проживающего в газифицированных населённых пунктах, составляет более 68% от общей численности населения поселения. Развитие систем

## Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

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 2021г. по апрель 2023г. изменений не было.

**Таблица 4 Данные по теплоснабжающим организациям.**

№пп	Наименование теплоснабжающей организации	Фактический адрес	Адрес электронной почты	Сайт	ОГРН
1	Муниципальное унитарное предприятие по рыборазведению и рыболовству "Балык" (МУП "Балык")	Челябинская область, с. Кунашак, ул. Ленина, д. 103.	kunservis@yandex.ru	—	1027401708806

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

Ведомственная принадлежность	Эксплуатирующая организация.	Адрес	Тип котлов	Количество	Мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Назначение
Администрация Кунашакского муниципального района	Управление образования Кунашакского муниципального района	п. Трудовой	Универсал-5М	2	0,46	0,15	Отопительная

## Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

**Таблица 6 Общие сведения по СЦТ Буринского СП.**

№пп	Наименование СЦТ	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 наружных сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении, км	Вид основного топлива	Вид аварийного топлива	Температурный график
1	СЦТ «Новобурино»	с. Новобурино, ул. Центральная, 1Г	нд	2014	5,42	5,42	3	3	3,96	3,42	природный газ	нет	90/70

**продолжение таблицы 6.**

№пп	Наименование СЦТ	Производство горячего водоснабжения	Время работы системы ГВС в год, сут	Водоподготовка	Электроснабжение	Водоснабжение
1	СЦТ «Новобурино»	НЕТ	—	Система автоматического дозированного впрыска "Комплексон".	Два независимых ввода от внешней энергосистемы.	Центральный водопровод (ОДИН ВВОД). Наружные резервуары запаса исходной воды объёмом 3х25 м.куб.

**Таблица 7 Сведения о балансовой принадлежности и эксплуатационных зонах СЦТ Буринского 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 «Новобурино»	с. Новобурино	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 Зоны действия систем теплоснабжения и расположение котельных в с. Новобурино.



## 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 «Новобурино»	НЕ ИСПРАВЕН	ДА	ДА	ДА

#### Котельная СЦТ «Новобурино».

Котельная СЦТ «Новобурино» установленной мощностью 5,42Гкал/ч расположена по адресу: с. Новобурино, ул. Центральная, 1Г. Котельную эксплуатирует МУП «Балык». Здание котельной капитальное, выполнено из железобетонных блоков и кирпича. Изначально котельная работала на угле. Реконструкция котельной была выполнена в 2014г. Техническое состояние здания котельной оценивается как крайне неудовлетворительное: кровля протекает, оконные проёмы сгнили, стеклопакеты частично повреждены.

Основным топливом для котельной служит природный газ. В котельной установлено три котла типа Super RAC – 2100. Котлы оборудованы системой рециркуляции для исключения образования конденсата внутри котлов. Автоматика на котлах частично неисправна, не работает система отключения котлов при остановке сетевого насоса и (или) падения давления воды. Котлы изношены, на активной части котлов имеется значительная «накипь». Жаровые трубы деформированы.

При реконструкции котельной в 2014г. в качестве резервного топлива было предусмотрено дизтопливо. По состоянию на 2021г. ёмкость для хранения запаса дизтоплива не исправна, запаса топлива по факту нет.

Система теплоснабжения закрытая, но существует проблема не санкционированного отбора воды на нужды ГВС из отопительной сети. Приготовление воды на нужды ГВС в котельной не предусмотрено. Присоединение системы отопления – зависимое (одноконтурная схема).



*Здание котельной снаружи.*



*Здание котельной изнутри.*

Холодное водоснабжение на нужды подпитки сети теплоснабжения – центральное, хозяйственного качества. На площадке возле котельной расположены три наружных отапливаемых резервуара запаса «сырой» воды общим объёмом 75м<sup>3</sup>. Резервного источника водоснабжения нет.



*Оборудование котельной.*



*Оборудование котельной.*

Подпитка осуществляется в автоматическом режиме. Для водоподготовки подпиточной воды предусмотрена система автоматического дозированного впрыска реагента «Комплексон».

При реконструкции котельной в 2014г. была смонтирована натрий-катионитная установка для умягчения воды общей производительностью 2,0 м<sup>3</sup>/ч, состоящая из бака подпиточной воды, установки умягчения WS 1465/268/760 – 2 шт., насосов первого подъема МНН 202 – 2 шт., подпиточных насосов МНН 202 – 2 шт., комплекса пропорционального дозирования раствора Na<sub>2</sub>SO<sub>2</sub>. По факту фильтры так и не были запущены в эксплуатацию.

Среднесуточный объём подпитки около 75м<sup>3</sup>/сут.

Ввиду отрицательных температур внутри здания котельной неоднократно происходило примерзание и повреждение технологических трубопроводов.

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

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» – 4,5атм. Давление на «обратке» – 3,1атм.

Оперативный персонал в котельной дежурит круглосуточно.

### 1.2.2. Структура и технические характеристики основного оборудования.

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

Сведения по насосному оборудованию представлены в таблице 9.

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)
<b>Котельная СЦТ "Новобурино"</b>						
Подпиточный	KM 65-50-160	2016	5,5	32	25	задвижками
Подпиточный	KM 65-50-160	2019	5,5	32	25	задвижками
Сетевой	Wilo CronoLine IL 125/165-30/2	2014	30	38	375	задвижками
Сетевой	Wilo CronoLine IL 125/165-30/2	2014	30	38	375	задвижками
Насос первого подъема ВПУ	MNH202	2014	Натрий-катионитные фильтры не запущены в эксплуатацию.			
Насос первого подъема ВПУ	MNH202	2014				
Насос ХВП воды	MNH202	2014				
Насос ХВП воды	MNH202	2014				

## Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

**Таблица 10** Перечень основного теплофикационного оборудования с указанием основных параметров.

Тип котлоагрегата	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
<b>Котельная СЦТ "Новобурино"</b>									
Super RAC – 2100	водогрейный жаротрубный	природный газ	GAS P250/2CE	2014	1,806	1,806	нд	нд	ручной
Super RAC – 2100	водогрейный жаротрубный	природный газ	GAS P250/2CE	2014	1,806	1,806	нд	нд	ручной
Super RAC – 2100	водогрейный жаротрубный	природный газ	K190/M (TL)	2014	1,806	1,806	нд	нд	ручной

### 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 «Новобурино»	5,417	0,000	5,417	0,108	5,309
<b>ИТОГО по Буринскому СП</b>		<b>5,417</b>	<b>0,000</b>	<b>5,417</b>	<b>0,108</b>	<b>5,309</b>



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

Копии карт последних режимно-наладочных испытаний (РНИ) 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.**

N 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 «Новобурино»	9986,5	383,5	9603,0	природный газ	1824,6

#### 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	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
1	Котельная СЦТ "Новобурино"	Super RAC – 2100	1,81	2014	8	—	—
		Super RAC – 2100	1,81	2014	8	—	—
		Super RAC – 2100	1,81	2014	8	—	—

#### 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 Буринского 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 «Новобурино» проектировалась на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Качественное регулирование предполагает изменение температуры теплоносителя без изменения расхода.

Системы теплопотребления зданий с. Новобурино изначально проектировались на температурный график 90-70°C.

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной СЦТ «Новобурино» (центральное регулирование) осуществляется по качественному методу регулирования по скорректированному температурному графику «90-70°C».

Утвержденный температурный график котельной СЦТ «Новобурино» представлен в таблице 15.

### 1.2.9. Описание схемы выдачи тепловой мощности котельных.

СЦТ «Новобурино» закрытая, но существует проблема не санкционированного отбора воды на нужды ГВС из отопительной сети. Централизованное горячее водоснабжение не предусмотрено. Присоединение наружных сетей теплоснабжения котельной СЦТ «Новобурино» –зависимое (одноконтурная система). Описание технологической схемы кратко представлено в таблице 6.

Подпитка систем теплоснабжения осуществляется в автоматическом режиме.

Давление на «подаче» и на «обратке» по данным фактического режима работы в отопительный период 2022/2023гг представлены в таблице 14. Параметры давления подобраны опытным путём исходя из соображений уменьшения вероятности возникновения разрывов при достаточной циркуляции теплоносителя и исключения «подсоса» воздуха.

На котельной СЦТ «Новобурино» по насосному оборудованию предусмотрено 100% резервирование.

Сетевые насосные агрегаты на котельной СЦТ «Новобурино» не оборудованы преобразователями частоты и устройствами плавного пуска. Регулирование давления воды в теплосети выполняется методом дросселирования, с помощью задвижки на выходе центробежного насоса.

Таблица 14 Давление теплоносителя на «подаче» и в «обратке».

№пп	Наименование СЦТ.	давление в трубопроводах на выходе их котельной, атм.	
		подача	обратка
1	СЦТ «Новобурино»	4,5	3,1

Таблица 15 Утвержденный температурный график котельной СЦТ «Новобурино».

**МУНИЦИПАЛЬНОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ**  
**Кунашакского района по рыборазведению и рыболовству «БАЛЫК»**

с.Кунашак, ул.Ленина,206,ИНН 7433006647 КПП 743301001  
ОГРН 1027401708806

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный инженер

МУП «Балык»

Ахмадеев Р.Р.



2022г.

Температурный график (90-70 °С) 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

#### 1.2.10. Среднегодовая загрузка оборудования котельных.

Среднегодовая загрузка котлоагрегатов котельных за 2022г. представлена в таблице 16.

Таблица 16 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 «Новобурино»	5,42	9986	1844

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

Приборный учет тепловой энергии, отпускаемой в тепловые сети на котельной СЦТ «Новобурино» предусмотрен, но находится в не исправном состоянии (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).

На котельной СЦТ «Новобурино» для водоподготовки подпиточной воды предусмотрена система автоматического дозированного впрыска реагента «Комплексон».

При реконструкции котельной в 2014г. была смонтирована натрий-катионитная установка для умягчения воды общей производительностью 2,0 м³/ч, состоящая из бака подпиточной воды, установки умягчения WS 1465/268/760 – 2 шт., насосов первого подъема МНІ 202 – 2 шт., подпиточных насосов МНІ 202 – 2 шт., комплекса пропорционального дозирования раствора Na2SO2. По факту фильтры так и не были запущены в эксплуатацию.

Параметры подпиточных устройств (насосы) приведены в таблице 9.

Копии карт водно-химического режима не предоставлены.

#### 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 котельной СЦТ «Новобурино» за период работы с 2019 по 2022 годы отсутствуют. Информация по отказам оборудования на котельной СЦТ «Новобурино» по итогам работы с 2019 по 2022 годы МУП «Балык» не предоставлена.

#### 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 Буринского 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 Буринского СП отсутствуют.

#### 1.2.16. Проектный и установленный топливный режим котельных.

Газоснабжение с. Новобурино осуществляется по магистральному газопроводу высокого давления, проложенного со стороны с. Кунашак до ГРПШ с. Новобурино.

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

В котельной установлен узел коммерческого учёта объёма потребления природного газа.

Установленный топливный режим котельных за 2022г. приведен в таблице 18.

Нормативы удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии источниками тепловой энергии представлены в таблице 17.

Таблица 17 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
<b>на 2020г.</b>				
1	СЦТ «Новобурино»	МУП "Балык"	157,22	Проект постановления Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области (нормативы не утверждены).

Таблица 18 Установленный топливный режим котельных за 2022г.

№пп	Наименование СЦТ	Адрес котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2023год, ккал/м.куб	Расход условного топлива, т.у.т. за 2023 год
1	СЦТ «Новобурино»	с. Новобурино, ул. Центральная, 1Г	природный газ	8078	1824,6
Всего природный газ					1824,6
Всего топлива					1824,6

#### 1.2.17. Сведения о резервном топливе котельных.

При реконструкции котельной СЦТ «Новобурино» в 2014г. в качестве резервного топлива было предусмотрено дизтопливо. По состоянию на 2023г. ёмкость для хранения запаса дизтоплива не исправна, запаса топлива по факту нет.

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

В период с 2018г. по 2022г. изменений в перечисленных характеристиках котельной СЦТ «Новобурино» не было.

### 1.2.19. Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных.

Динамика изменения эксплуатационных показателей по котельной СЦТ «Новобурино» приведена в таблице 19.

Динамика изменения эксплуатационных показателей в целом по СЦТ Буринского СП соответствует данным приведённым в таблице 19.

**Таблица 19 Динамика изменения эксплуатационных показателей отдельно по котельной СЦТ «Новобурино».**

№пп	Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022
1	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	6,0	7,0	8,0
2	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	158,67	158,67	182,70
3	Собственные нужды	%	3,84	3,84	3,84
4	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг.у.т./Гкал	165,01	165,01	190,00
5	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	нет данных	нет данных	26,78
6	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м.куб./Гкал	нет данных	нет данных	нет данных
7	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	79,9	79,9	79,9
8	Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100
9	Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100
10	Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100
11	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0,00	0,00	0,00
12	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0,00	0,00	0,00
13	Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	нд	нд	нд
14	Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	нд	нд	нд
15	Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	нд	нд	нд
16	Вид резервного топлива		нет	нет	нет
17	Расход резервного топлива	т.у.т	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.**

СЦТ «Новобурино» закрытая, но существует проблема не санкционированного отбора воды на нужды ГВС из отопительной сети. Сети теплоснабжения выполнены из стальных труб и теплоизолированы преимущественно минватой. Для компенсации температурных деформаций трубопроводов на сетях используются П-образные Z-образные компенсаторы.

Тепловая сеть отопления двухтрубная, тупиковая. Общая протяжённость наружных сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении, с учётом «врезок» к потребителям – 3,42 км. Прокладка сетей теплоснабжения - преимущественно подземная. Износ сетей теплоснабжения оценивается на уровне 80%. Теплоизоляция на надземных участках теплосетей частично отсутствует и находится в ветхом состоянии.

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

При актуализации схемы теплоснабжения на 2024г. разработана электронная модель системы теплоснабжения Буринского СП.

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.

Схема сетей теплоснабжения СЦТ «Новобурино» представлена на рис. 3.



Схема теплосетей СЦТ "Новобурино"

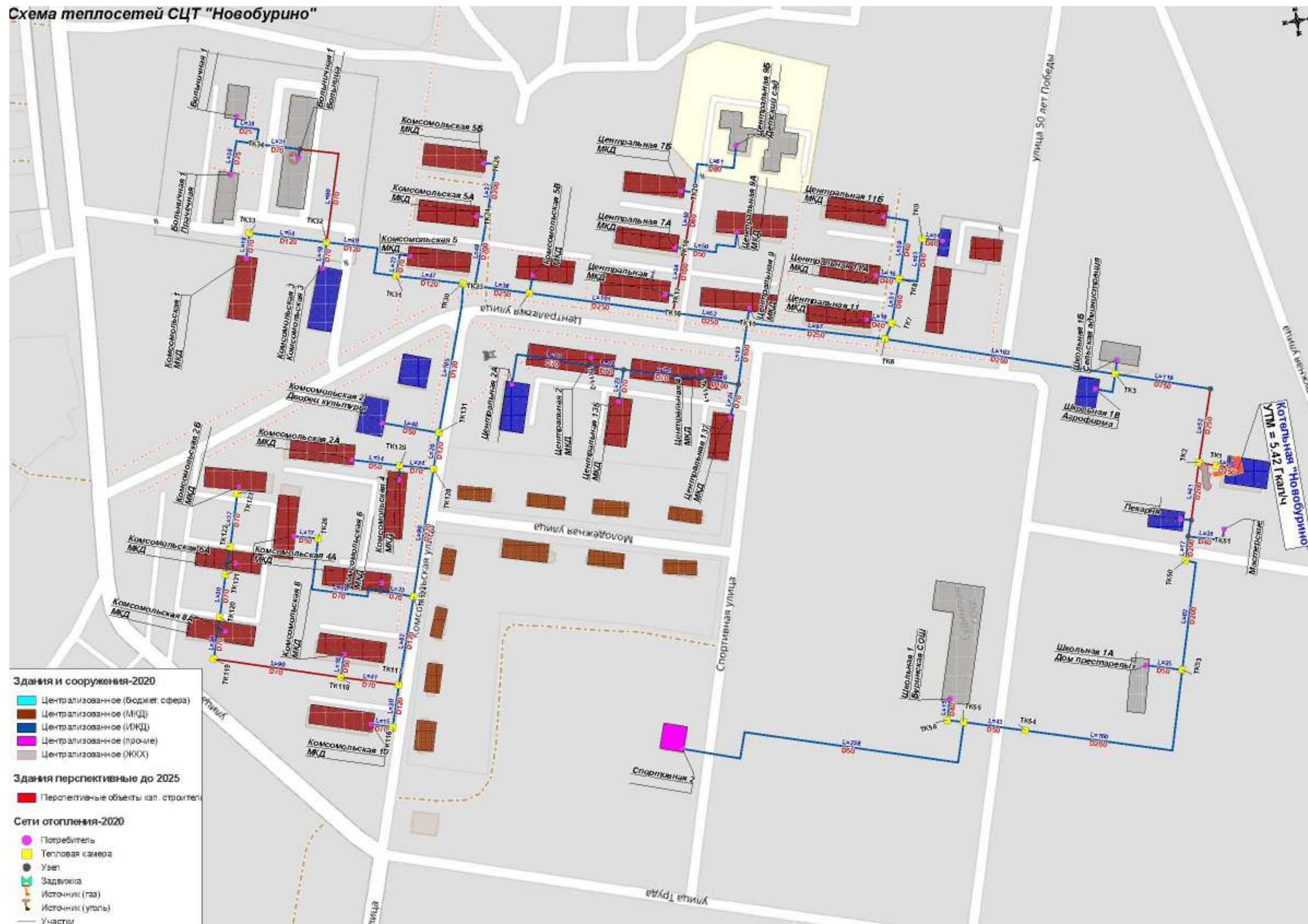


Рисунок 3 Схема сетей теплоснабжения СЦТ «Новобурино».

**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 49 главы 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

Основные характеристики и параметры сетей теплоснабжения сведены в таблицу 20.

Материальная характеристика тепловой сети, приведённая в таблице 20, определена по формуле:

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

где  $D_n$  – наружный диаметр трубы, м

$L$  – длина участка сети, м

На основании анализа данных таблицы 20 можно сделать вывод, что доля сетей теплоснабжения с подземной прокладкой составляет порядка 90% от общей протяжённости сетей теплоснабжения.

Таблица 20 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	Усреднённый диаметр сетей отопления
			всего	сети отопления	сети ГВС	надземная прокладка	подземная канальная					
		м <sup>2</sup>	км.	км.	км.	км.	км.	м.куб.	Гкал/ч	шт	км <sup>2</sup>	м
1	СЦТ «Новобурино»	841	3,419	3,419	0,000	0,426	2,993	113,00	3,96	41	0,147	0,1
<b>ИТОГО по Буринскому СП</b>		<b>841,0</b>	<b>3,419</b>	<b>3,419</b>	<b>0,000</b>	<b>0,426</b>	<b>2,993</b>	<b>113,00</b>	<b>3,96</b>	<b>41</b>	<b>0,147</b>	0,1

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

Центральных тепловых пунктов (ЦТП) в составе СЦТ «Новобурино» нет.

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

Централизованное горячее водоснабжение не предусмотрено. СЦТ «Новобурино» закрытая, но существует проблема несанкционированного отбора теплоносителя из отопительной сети. Со слов операторов котельной СЦТ «Новобурино» уровень подпитки достигает 75м<sup>3</sup>/сут и превышает нормативные значения в 7-8 раз.

**1.3.6. Типы и оборудование повысительных насосных станций.**

В составе сетей теплоснабжения СЦТ Буринского 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.**

За период с 2018 по 2022гг масштабные работы по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них не проводились.

**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.**

Котельная СЦТ «Новобурино» водогрейная. Паровые сети в составе СЦТ «Новобурино» отсутствуют.

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

Данные о типах и строительных особенностей 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 «Новобурино» проектировалась на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Качественное регулирование предполагает изменение температуры теплоносителя без изменения расхода.

Системы теплоснабжения зданий с. Новобурино изначально проектировались на температурный график 90-70°C.

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной СЦТ «Новобурино» (центральное регулирование) осуществляется по качественному методу регулирования по скорректированному температурному графику «90-70°C».

Утвержденный температурный график котельной СЦТ «Новобурино» представлен в таблице 15.

#### **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 кг/см<sup>2</sup>.

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 МПа (10-15 м вод. ст.).

Для предупреждения кавитации, давление на всасывающей стороне сетевого насоса не должно быть ниже 0,05 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 14.

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

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 график, построенные по результатам поверочного гидравлического расчёта сетей теплоснабжения СЦТ «Новобурино» представлены на рисунках 3-6.

#### **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 «Новобурино» за период работы с 2019 по 2022 годы отсутствуют. Вышеуказанная информация МУП «Балык» не предоставлена.



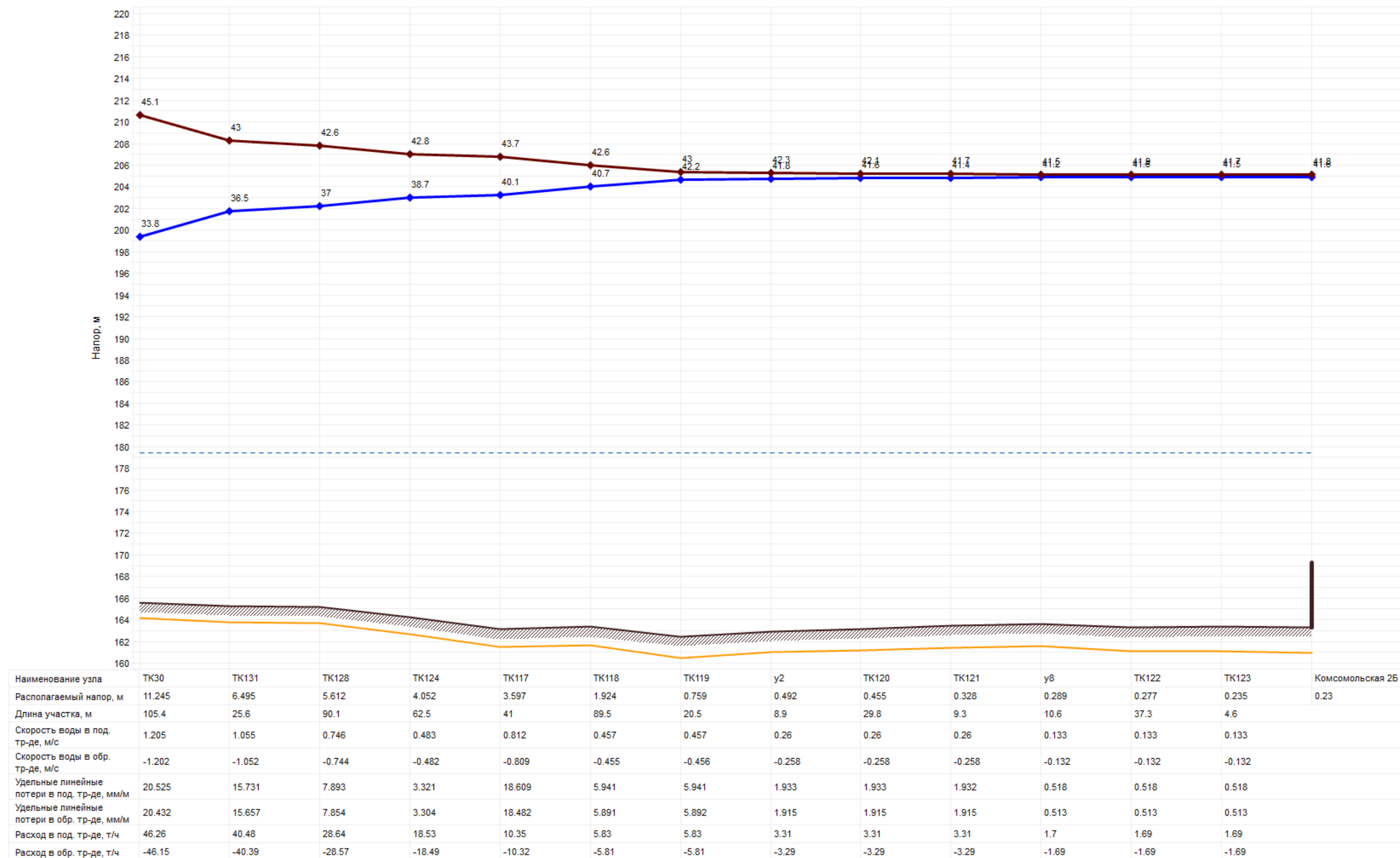


Рисунок 4 Пьезометрический график №1 СЦТ «Новобурино».

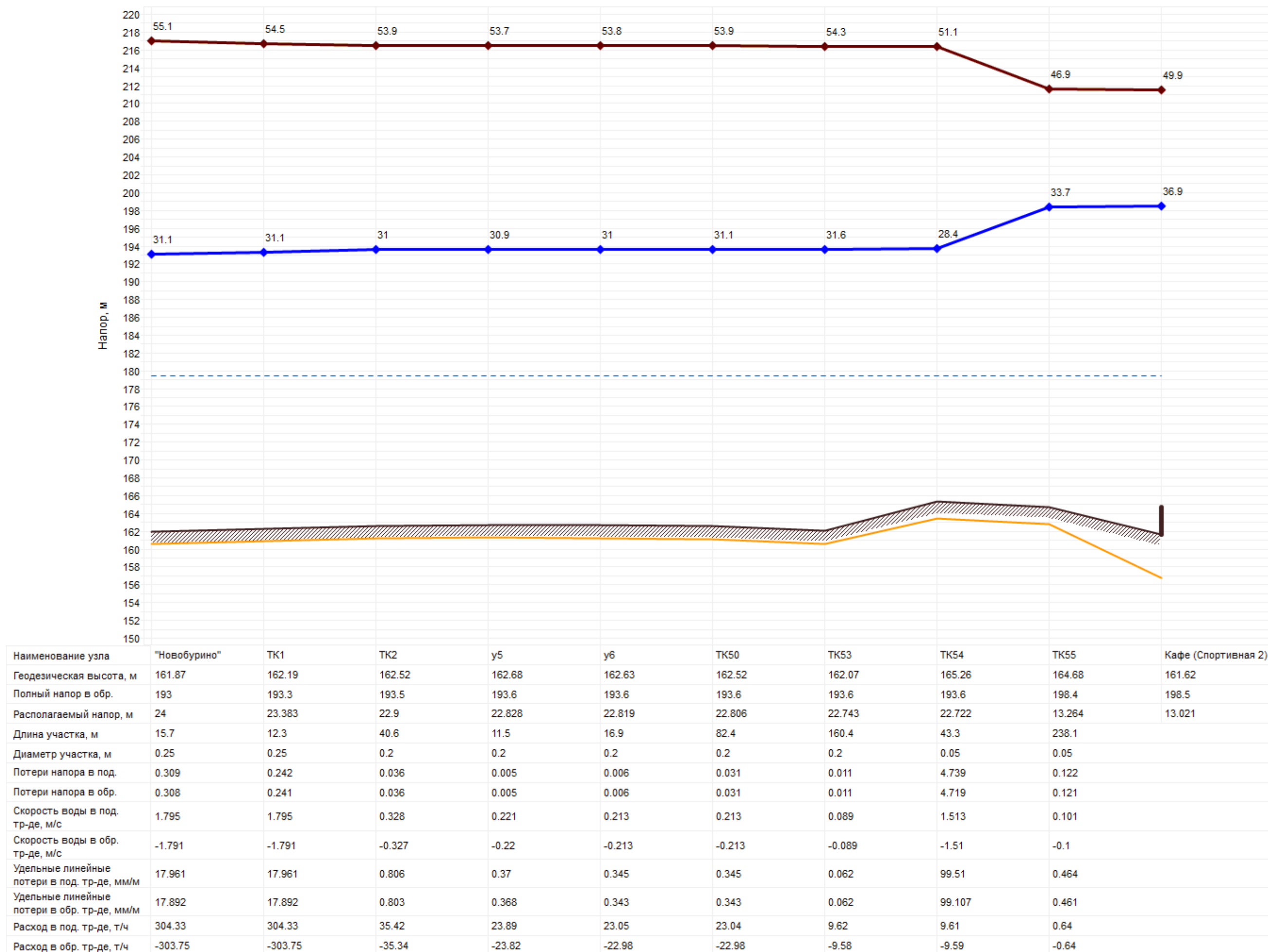


Рисунок 5 Пьезометрический график №2 СЦТ «Новобурино».

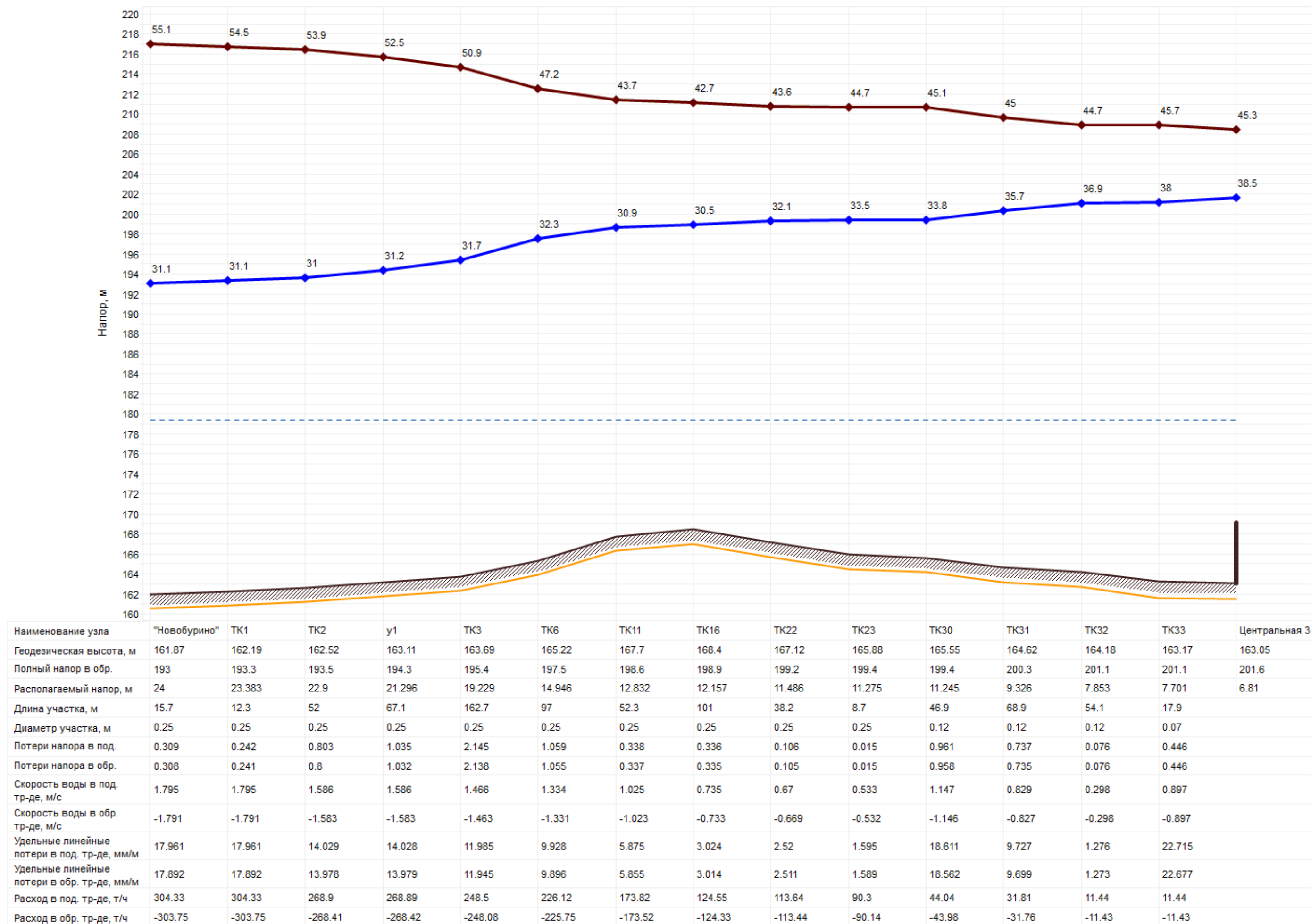


Рисунок 6 Пьезометрический график №3 СЦТ «Новобурино».

### **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 «Новобурино» за период работы с 2019 по 2022 годы отсутствуют. Вышеуказанная информация МУП «Балык» не предоставлена.

### **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 21.

**Таблица 21 Информация по нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.**

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 «Новобурино»	МУП "Балык"	1310,47	1761,82	Проект постановления Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области (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 2019г. 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)*.

Приборный учет тепловой энергии, отпускаемой в тепловые сети на котельной СЦТ «Новобурино» предусмотрен, но находится в не исправном состоянии. Доля тепловой энергии, реализуемой потребителям подключенным к СЦТ«Новобурино» по приборам учёта, не превышает 30%.

Поэтому, на данном этапе, по СЦТ «Новобурино» определить уровень фактических теплопотерь в тепловых сетях предложенным доступным способом не представляется возможным.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации тепловых сетей СЦТ «Новобурино» 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. СЦТ «Новобурино» закрытая, но существует проблема несанкционированного отбора теплоносителя из отопительной сети. Централизованное горячее водоснабжение не предусмотрено.

### **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 22.

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.

### **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 Буринского СП не предусмотрены.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

Таблица 22 Сведения об оснащённости потребителей приборами коммерческого учёта тепловой энергии в Буринском СП.

Наименование услуги	Юридические лица (ИП и прочие организации), получающие услугу теплоснабжения			Объекты, используемые для размещения органов местного самоуправления муниципальных образований, включая подведомственные бюджетные учреждения получающие услуги централизованного теплоснабжения			Многоквартирные дома с этажностью два и более получающие услуги централизованного теплоснабжения			Индивидуальные жилые дома и одноэтажные дома блокированной застройки, получающие услуги централизованного теплоснабжения		
	общее количество объектов	количество объектов, получающих услугу теплоснабжения по приборам учёта	доля оснащения приборам и учёта	общее количество объектов	количество объектов, получающих услугу теплоснабжения по приборам учёта	доля оснащения приборам и учёта	общее количество МКД	общее количество МКД, получающих услугу теплоснабжения по общедомовым приборам учёта	доля оснащения МКД общедомовым и приборами учёта	общее количество домовладений	количество домовладений, получающих услугу теплоснабжения по приборам учёта	доля оснащения приборам и учёта
	шт	шт	%	шт	шт	%	шт	шт	%	шт	шт	%
Отопление	9	нд	—	8	нд	—	26	4	15,4	0	0	—
ГВС	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—



**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 Буринского 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 по СЦТ «Новобурино» представлена в таблице 23.

Динамика изменения эксплуатационных показателей тепловых сетей и сооружений на них в целом по СЦТ Буринского СП соответствует данным приведённым в таблице 23.

**Таблица 23 Динамика изменения эксплуатационных показателей тепловых сетей и сооружений на них по СЦТ «Новобурино».**

№пп	Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022
1	Потери тепловой энергии	Гкал	1212,3	1212,3	1212,3
		% к отпуску в сеть	12,0	12,0	12,6
2	Нормативные потери тепловой энергии	Гкал	1310,47	1310,47	1310,47
3	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии	т/ Гкал	нет данных	нет данных	нет данных
4	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	нет данных	нет данных	26,78
6	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период	1/км/год	нет данных	нет данных	нет данных
7	Среднее время восстановления теплоснабжения	час	нет данных	нет данных	нет данных
8	Средний недоотпуск тепловой энергии	Гкал/отказ	нет данных	нет данных	нет данных

## 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 Буринского СП функционирует только одна СЦТ - СЦТ «Новобурино».
- Общее количество объектов (зданий), подключенных к СЦТ, составляет 45 ед.
- В качестве основного топлива на котельной СЦТ используется природный газ.
- В СЦТ действует только одна котельная.
- СЦТ действует в границах только одного населённого пункта (с. Новобурино).
- Централизованное горячее водоснабжение не предусмотрено.

Общие сведения по СЦТ Буринского СП приведены в таблице 6.

Зона действия СЦТ «Новобурино» и расположение котельной приведены на рис. 2.

Параметры зоны централизованного теплоснабжения приведены в таблице 24.

Зоны действия децентрализованного теплоснабжения в Буринском СП сформированы в районах с индивидуальной малоэтажной 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).

**Таблица 24** 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 <sup>2</sup>
1	СЦТ «Новобурино»	3,96	45	0,147
<b>ИТОГО по Буринскому СП</b>		<b>3,96</b>	<b>45</b>	<b>0,147</b>

## 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 «Новобурино» с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок приведён в приложении 1.

Спрос на тепловую мощность на 2022г. в расчетных элементах территориального деления (РЭТД) представлен в таблице 25 (*прим.: источник данных - расчётная таблица 26*). 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 2020г., 2021г. и 2022г. совмещены с балансом тепловых мощностей и приведены в таблице 26.

На рис. 7 приведена диаграмма, построенная на основании данных таблицы 25 и отражающая структуру тепловых нагрузок потребителей в зависимости от категории потребителей.

Таблица 25 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 «Новобурино»	с. Новобурино - зона действия СЦТ "Новобурино"	3,959	3,959	0,000
<b>ИТОГО по Буринскому СП</b>			<b>3,96</b>	<b>3,96</b>	<b>0,00</b>

Выводы:

- Основными потребителями тепловой энергии, вырабатываемой на котельной СЦТ«Новобурино» являются объекты жилищного фонда (около 68%) и объекты бюджетной сферы (около 26%).
- 100% всей тепловой нагрузки потребителей, подключенных к СЦТ «Новобурино», составляет нагрузка на отопление и вентиляцию.

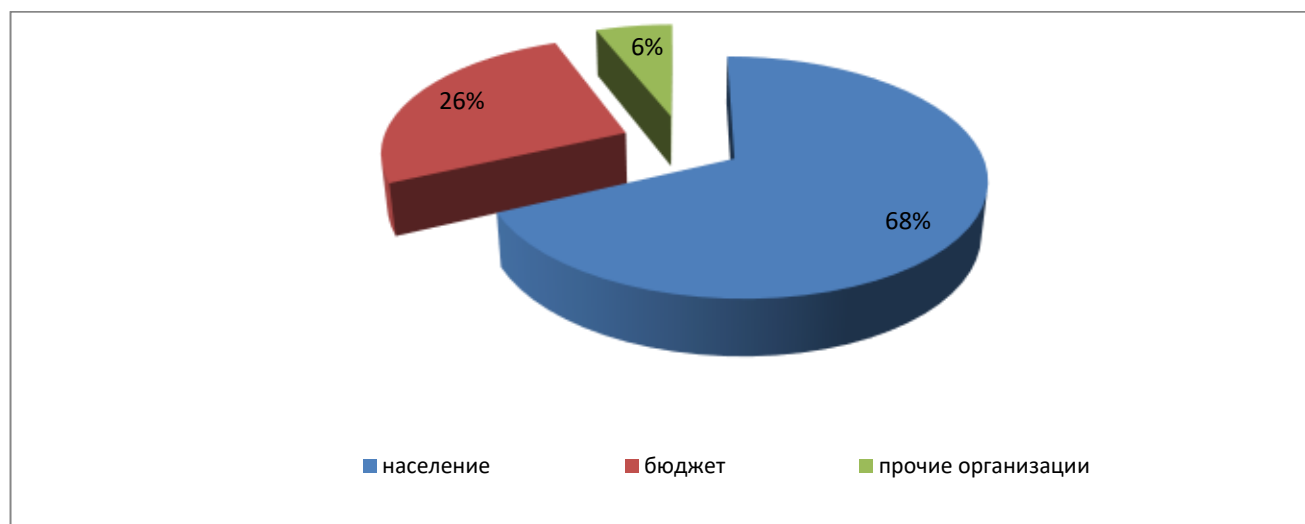


Рисунок 7 Структура тепловых нагрузок в зависимости от категории потребителей.

Таблица 26 Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в ретроспективный период (расчётная таблица).

Порядковый номер источника	Наименование статьи баланса	ГОД	УТМ	Ограничения УТМ	РТМ*	Собственные и хозяйственные нужды котельной	РТМ на коллекторах котельной (мощность "нетто")	Потери тепловой мощности в тепловых сетях (посчитано в ПРК "Zulu-8")	РТМ на стороне потребителя	Присоединенная (расчётная) тепловая нагрузка						Расчетная тепловая нагрузка на коллекторе источника тепловой энергии	Резервы (+)/ дефициты (-) тепловой мощности по расчётной (договорной) нагрузке	Резервы (+)/ дефициты (-) тепловой мощности по фактической нагрузке	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе самого из работы 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	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	СЦТ «Новобурино»	2020	5,42	0,00	5,42	0,108	5,31	0,261	5,05	3,959	3,959	0,000	2,691	1,031	0,237	4,220	1,09	1,09	-0,722
		2021	5,42	0,00	5,42	0,108	5,31	0,261	5,05	3,959	3,959	0,000	2,691	1,031	0,237	4,220	1,09	1,09	-0,722
		2022	5,42	0,00	5,42	0,108	5,31	0,261	5,05	3,959	3,959	0,000	2,691	1,031	0,237	4,220	1,09	1,09	-0,722
ИТОГО по Буринскому СП		2020	5,42	0,00	5,42	0,108	5,31	0,261	5,05	3,96	3,96	0,00	2,69	1,03	0,24	4,22	1,09	1,09	-0,72
		2021	5,42	0,00	5,42	0,108	5,31	0,261	5,05	3,96	3,96	0,00	2,69	1,03	0,24	4,22	1,09	1,09	-0,72
		2022	5,42	0,00	5,42	0,108	5,31	0,261	5,05	3,96	3,96	0,00	2,69	1,03	0,24	4,22	1,09	1,09	-0,72

### 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 26.

Для удобства восприятия и анализа значения УТМ, расчетных тепловых нагрузок источников тепловой энергии и расчётных (договорных) тепловых нагрузок потребителей в ретроспективный период (с 2020 по 2022гг.) выделены в таблицу 27 (прим.: источник данных - расчётная таблица 26).

**Таблица 27 Значения УТМ, расчетных тепловых нагрузок источников тепловой энергии и расчётных (договорных) тепловых нагрузок потребителей в ретроспективный период (прим.: ист. данных - таблица 26).**

№пп	Наименование статьи баланса	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	
			ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	
1	СЦТ «Новобурино»	5,417	3,959	3,959	0,000	2,691	1,031	0,237	4,220
<b>ИТОГО по Буринскому СП</b>		<b>5,417</b>	<b>3,959</b>	<b>3,959</b>	<b>0,000</b>	<b>2,691</b>	<b>1,031</b>	<b>0,237</b>	<b>4,220</b>

### 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 Буринского 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» для г. Челябинск, составляет минус 6,6 °С. Продолжительность отопительного сезона составляет 212 суток.

В таблице 28 приведены фактические данные о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии по итогам работы СЦТ «Новобурино» за 2020-2022гг.

Величина потребления тепловой энергии за год и за отопительный период совпадают, так как централизованные системы ГВС в Буринском СП отсутствуют.

Таблица 28 Сведения о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии по итогам работы СЦТ «Новобурино» за 2020-2022гг.

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	2020	2021	2022
<u>Потреблённое топливо (энергия)</u>					
1	Всего, в том числе:	т.у.т.	1662,8	1662,8	1824,6
1.1	природный газ (K=1,154)	тыс.м.куб.	1440,9	1440,9	1581,1
1.2	уголь (K=0,75)	тонн	—	—	—
1.3	дизтопливо (K=1,45)	тонн	—	—	—
	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	11639,2	11639,2	12771,8
<u>Тепловая энергия</u>					
2	Выработано тепловой энергии	Гкал	10479,5	10479,5	9986,5
3	Собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии	Гкал	402,6	402,6	383,5
4	Собственные нужды предприятия (для производственных котельных)	Гкал	—	—	—
5	Получено тепловой энергии со стороны	Гкал	—	—	—
6	Отпущено в тепловые сети	Гкал	10077	10077	9603
7	Потери в тепловой сети	Гкал	1212	1212	1212
8	Отпущено потребителям по видам потребления, в том числе:	Гкал	8865	8865	9986
8.1	на нужды отопления и вентиляции	Гкал	8865	8865	9986
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	8865	8865	9985,9
9.1	население	Гкал	нд	нд	7834,2
9.2	бюджетная сфера	Гкал	нд	нд	1843,5
9.3	прочие организации	Гкал	нд	нд	308,2
9.4	производство	Гкал	—	—	—



№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	2020	2021	2022
<i>Потреблённая вода</i>					
10	Объём воды на подпитку сети теплоснабжения	тыс.м.куб.	нд	нд	нд
11	Объём воды, отпущенной потребителям на нужды ГВС из открытых систем теплоснабжения	тыс.м.куб.	—	—	—
<i>Потреблённая электроэнергия</i>					
12	Объём потреблённой электроэнергии	тыс.кВтч	нд	нд	257,1
<i>Время работы</i>					
13	Время работы системы отопления и вентиляции	суток	218	218	218
14	Время работы системы ГВС	суток	—	—	—
15	Время работы на нужды технологического процесса (производства)	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 м<sup>2</sup> площади помещения в зависимости от года постройки и этажности многоквартирного жилого дома. Норматив потребления горячего водоснабжения показывает объем потребления ГВС, м<sup>3</sup>, 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. 1.2 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 29.

Таблица 29 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Буринского 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
<b>Этажность</b>	<b>Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно</b>		
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
<b>Этажность</b>	<b>Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки</b>		
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.

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

Перечень потребителей, подключенных к СЦТ «Новобурино» с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок приведён в приложении 1.

Перечень потребителей тепловой энергии с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок совмещён с результатами поверочного гидравлического расчёта и приведён в таблице 48 главы 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

Суммарные расчётные (договорные) тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии по каждой СЦТ по видам потребления приведены в таблице 25.

**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 26.

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 30 (*прим.: источник данных - расчётная таблица 26*).

### **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 30 видно, что дефицит тепловой мощности «нетто» на котельной СЦТ «Новобурино» отсутствует.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

Таблица 30 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии за базовый год (прим.: ист. данных - таблица 26).

№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 «Новобурино»	5,42	0,00	5,42	0,11	5,31	0,26	5,05	3,96	4,220	1,09
<b>ИТОГО по Буринскому СП</b>		<b>5,42</b>	<b>0,00</b>	<b>5,42</b>	<b>0,11</b>	<b>5,31</b>	<b>0,26</b>	<b>5,05</b>	<b>3,96</b>	<b>4,22</b>	<b>1,09</b>

### **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 «Новобурино» представлены на рисунках 4-6.

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 30 видно, что дефицит тепловой мощности «нетто» на котельной СЦТ «Новобурино» отсутствует.

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.

### **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 30 видно, что дефицит тепловой мощности «нетто» на котельной СЦТ «Новобурино» отсутствует.

Расширение технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности «нетто» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности на данном этапе не требуется, так как отсутствуют зоны с дефицитом тепловой мощности.



## 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.

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

Источником водоснабжения котельной СЦТ «Новобурино» служит центральный водопровод. На площадке возле котельной расположены три наружных отапливаемых резервуара запаса «сырой» воды общим объёмом 75м<sup>3</sup>. Резервного источника водоснабжения нет. Описание системы водоснабжения и ВПУ по котельной приведено в части 1.2.

Копии карт водно-химических режимов по котельной СЦТ «Новобурино» не предоставлены.

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 (м<sup>3</sup>/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<sub>м</sub>) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром (Dy) 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<sub>з</sub>, м<sup>3</sup>/ч) определяется по формуле:

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

где V<sub>тс</sub> – объём воды в системе теплоснабжения, м<sup>3</sup>

G<sub>м</sub> – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру участка тепловой сети, м<sup>3</sup>/ч

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

Баланс теплоносителя, сведения о производительности ВПУ и подпитки теплосети отдельно по каждой СЦТ по итогам работы в 2020-2022гг. приведён в таблице 31. Со слов операторов котельной СЦТ «Новобурино» уровень подпитки достигает  $75 \text{ м}^3/\text{сут}$  и превышает нормативные значения в 7-8 раз. Причина – несанкционированный отбор теплоносителя из отопительной сети на нужды горячего водоснабжения.

Оценка нормативных утечек теплоносителя по каждой СЦТ, приведённая в таблице 31 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».

### **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 СЦТ «Новобурино» приведены в таблице 31.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

Таблица 31 Баланс производительности ВПУ и подпитки теплосети по итогам работы в 2020г., 2021г. и 2022г.

ГОД	Номинальная производитель- ность 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 (-) ВПУ 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)
	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
					п1-п3	24·218·п3+2·V				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2020	нет данных	нет данных	0,339	2,260	—	2,00	нет данных	—	—	—
2021	нет данных	нет данных	0,339	2,260	—	2,00	нет данных	—	—	—
2022	нет данных	нет данных	0,339	2,260	—	1,77	нет данных	—	—	—

## **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.**

Газоснабжение с. Новобурино осуществляется по магистральному газопроводу высокого давления, проложенного со стороны с. Кунашак до ГРПШ с. Новобурино.

Топливный баланс по котельной СЦТ «Новобурино» по итогам работы в 2020г., 2021г. и 2022г. приведён в таблице 32.

Общий топливный баланс по СЦТ Буринского СП по итогам работы в 2020г., 2021г. и 2022г. приведён в таблице 33.

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

При реконструкции котельной СЦТ «Новобурино» в 2014г. в качестве резервного топлива было предусмотрено дизтопливо. По состоянию на 2023г. ёмкость для хранения запаса дизтоплива не исправна, запаса топлива по факту нет.

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.**

Котельная СЦТ «Новобурино» использует 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) – 8078ккал/нм<sup>3</sup>.

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 Буринского СП относятся древесина и отходы деревообрабатывающей промышленности. Местные виды топлива используются для источников индивидуального теплоснабжения.

## Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

**Таблица 32 Топливный баланс по СЦТ «Новобурино» поселения по итогам работы в 2020г., 2021г. и 2022г.**

№пп	Наименование СЦТ	Год	Израсходовано топливо				
			Всего	природный газ - основное топливо		дизель - 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 «Новобурино»	2020	1662,8	1440,9	1662,8	—	—
		2021	1662,8	1440,9	1662,8	—	—
		2022	1824,6	1581,1	1824,6	—	—

**Таблица 33 Топливный баланс в целом по СЦТ Буринского СП по итогам работы в 2020г., 2021г. и 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
2020	Природный газ.	основное	тыс.м.куб.	—	1440,9	1440,9	1662,8	—	ккал/м.куб.	8078
	Дизтопливо	резервное	тонн	—	—	—	—	—	ккал/кг	10150
	Итого	—	—	—	1440,9	1440,9	1662,8	—	—	—
2021	Природный газ.	основное	тыс.м.куб.	—	1440,9	1440,9	1662,8	—	ккал/м.куб.	8078
	Дизтопливо	резервное	тонн	—	—	—	—	—	ккал/кг	10150
	Итого	—	—	—	1440,9	1440,9	1662,8	—	—	—
2022	Природный газ.	основное	тыс.м.куб.	—	1581,1	1581,1	1824,6	—	ккал/м.куб.	8078
	Дизтопливо	резервное	тонн	—	—	—	—	—	ккал/кг	10150
	Итого	—	—	—	1581,1	1581,1	1824,6	—	—	—

## 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.



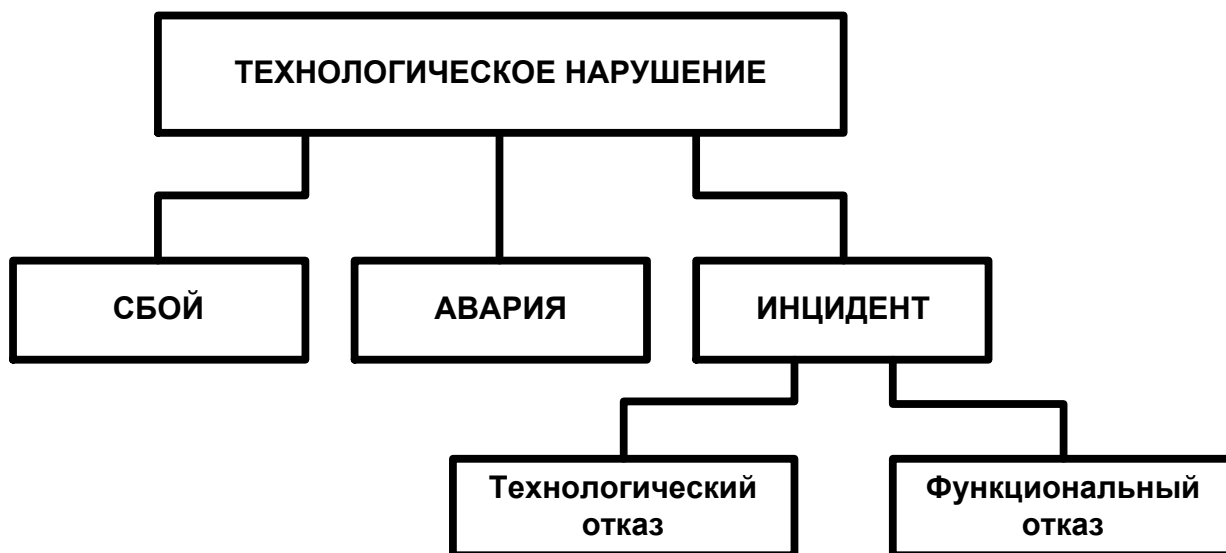


Рисунок 8 Виды технологических нарушений в тепловых сетях.

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 (ВБР), 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:

$\lambda_0$  - средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет,  $1/(\text{км} \cdot \text{год})$ ;

$\lambda_0$  - средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет,  $1/(\text{км} \cdot \text{год})$ ;

$\lambda_0$  - 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  $\lambda_i$ , 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:  $\tau$  – срок эксплуатации [лет]

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра  $\alpha$ : при  $\alpha < 1$ , она монотонно убывает, при  $\alpha > 1$  – возрастает,  $\alpha = 1$  функция принимает вид  $\lambda(t) = \lambda_0 = \text{Const}$ . А  $\lambda_0$  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. 9 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.

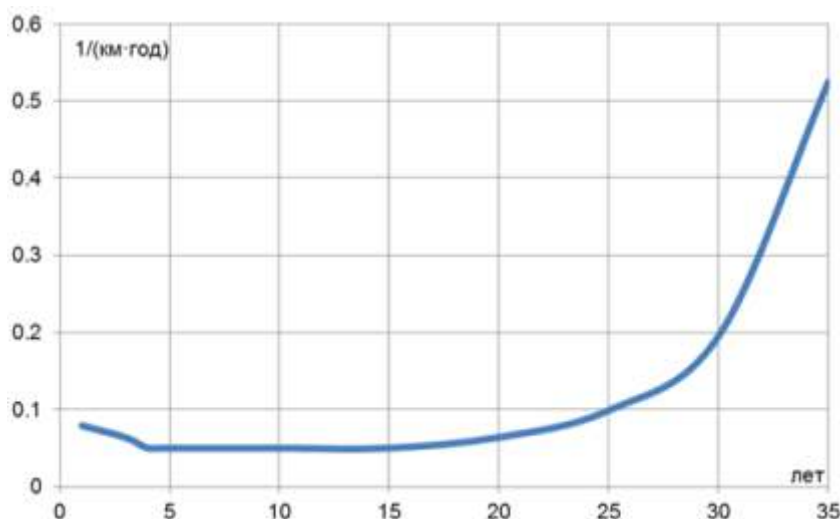


Рисунок 9 Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

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 131.13330.2020 «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:

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

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

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

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

$\beta$  - 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.

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

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;

$L_{\text{с.з.}}$  - 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 протяженность 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 48 «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 нагрузке 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

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

В зависимости от интенсивности отказов ( $I_{отк.тс}$ ) 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 ( $I_{отк.ит}$ ):

$$I_{отк.ит} = \frac{K_э + K_t + K_v + K_i}{4}$$

В зависимости от интенсивности отказов ( $I_{отк.ит}$ ) 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 «Новобурино» выполнена на основании общих сведений по СЦТ (см. табл. 6).

Результаты оценки надёжности СЦТ «Новобурино» приведены в таблице 34.

Таблица 34 Результаты оценки надежности СЦТ «Новобурино».

№пп	Наименование системы теплоснабжения	Показатель надежности											Оценка надежности тепловых сетей	Оценка надежности источника тепловой энергии	Оценка надежности 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			
1	СЦТ «Новобурино»	Кэ	Кв	Кт	Ки	Кб	Кр	Кс	Коткс	Кж	Кнед	Кн.тс	ненадежная	малонадежная	ненадежная
		1,0	1,0	0,6	1,0	1,0	1,0	0,5	0,8	1,0	1,0	0,65			

#### 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.

Данные для расчёта интегральных показателей оценки надежности теплоснабжения по СЦТ «Новобурино» за ретроспективный период не представлены.

#### 1.9.5. Выводы по надёжности систем централизованного теплоснабжения потребителей Буринского СП.

На официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> данные по отказам оборудования на котельных и отказам тепловых сетей СЦТ «Новобурино» за период работы с 2019 по 2022 годы отсутствуют. Вышеуказанная информация МУП «Балык» не предоставлена.

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.

Показатели надёжности, результаты оценок надежности тепловых сетей и источников тепловой энергии и общие оценки надежности системы теплоснабжения в соответствии с Методическими указаниями приведены в таблице 34.

##### Выводы:

- СЦТ «Новобурино» оценивается как ненадёжная.
- Негативное влияние на надёжность СЦТ «Новобурино» оказывают износ сетей теплоснабжения и отсутствие резервного топлива на котельной.



### 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  $\lambda$ ;
- 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. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Показатели финансово-хозяйственной деятельности (ПФХД) МУП «Балык» в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством РФ в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, за период с 2020 по 2022гг не представлены. На официальном сайте Федеральной антимонопольной службы «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> вышеуказанные сведения отсутствуют.

Техничко-экономические показатели по МУП «Балык» по итогам работы в 2020г., 2021г. и 2022г. приведены в таблице 35.

**Таблица 35 Техничко-экономические показатели ТСО за период с 2020 по 2022гг .**

№пп	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022
<b>А</b>	<b>Техничко-экономические показатели источника при производстве и передаче тепловой энергии, теплоносителя МУП "Балык"</b>				
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии всего, в том числе:	тыс. Гкал	10,07	10,075	9,986
1.1	С коллекторов источника непосредственно потребителям:	тыс. Гкал	0,0	0,0	0,0
1.1.1	в паре	тыс. Гкал	0,0	0,0	0,0
1.1.2	в горячей воде	тыс. Гкал	0,0	0,0	0,0
1.2	С коллекторов источника в тепловые сети:	тыс. Гкал	10,07	10,07	9,99
1.2.1	в паре	тыс. Гкал	0,0	0,0	0,0
1.2.2	в горячей воде	тыс. Гкал	10,07	10,07	9,99
2	Покупка тепловой энергии из тепловых сетей смежных систем теплоснабжения:	тыс. Гкал	0	0	0
2.1	в паре	тыс. Гкал	0	0	0
2.2	в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0
3	Отпуск тепловой энергии в сети смежных систем теплоснабжения:	тыс. Гкал	0	0	0
3.1	в паре	тыс. Гкал	0	0	0
3.2	в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0
4	Потери тепловой энергии в тепловой сети (нормативные)	тыс. Гкал	1,21	1,21	1,21
		%	12,01	12,01	12,12
5	Отпуск (полезный отпуск) из тепловой сети	тыс. Гкал	8,86	8,86	9,99
6	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	нет данных	нет данных	нет данных
7	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	нет данных	нет данных	нет данных
8	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	нет данных	нет данных	нет данных
9	Прибыль	тыс. руб.	нет данных	нет данных	нет данных
10	Выручка от регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	нет данных	нет данных	нет данных

**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 36.

Динамика средневзвешенного тарифа на отпущенную тепловую энергию в Буринском СП за период с 2017 по 2023гг представлена на рис. 10.

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

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

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 37.

Выводы:

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

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

Таблица 36 Динамика тарифов на отпущенную тепловую энергию за период с 2017 по 2023гг

Наименование тарифа.	Вид тарифа	Вид теплоносителя	Категория потребителей	Ед.изм	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 "Новобурино" (с. Новобурино)					ООО "Уральская энергия-Южный урал"						МУП "Кунашак-сервис"		МУП "Балык"(организация применяет УСН)					
Тариф на тепловую энергию.	одноставочный	вода	Население, с учётом НДС	руб/Гкал	1515,82	1568,41	1568,41	1568,41	1488,32	1488,32	1433,97	1433,97	1443,97	1535,55	1535,55	1560,41	1703,04	1703,04
	одноставочный	вода	Потребители в случае отсутствия дифф. по схеме подключения, без учёта НДС		1515,82	1568,41	1568,41	1568,41	1488,32	1488,32	1433,97	1433,97	1443,97	1535,55	1535,55	1560,41	1703,04	1703,04
Реквизиты решения об установлении тарифа и наименование органа принявшего Постановление об установлении тарифа					Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области №64/46 от 11.12.2017г.		Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области №64/46 от 11.12.2017г.		Сайт Министерста тарифного регулирования и энергетики Челябинской области <a href="http://tarif74.ru/">http://tarif74.ru/</a>		Сайт Министерста тарифного регулирования и энергетики Челябинской области <a href="http://tarif74.ru/">http://tarif74.ru/</a>		Сайт Министерста тарифного регулирования и энергетики Челябинской области <a href="http://tarif74.ru/">http://tarif74.ru/</a>		Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 20.12.2021г. №80/25		Постановление министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 18.11.2022г. №96/549.	

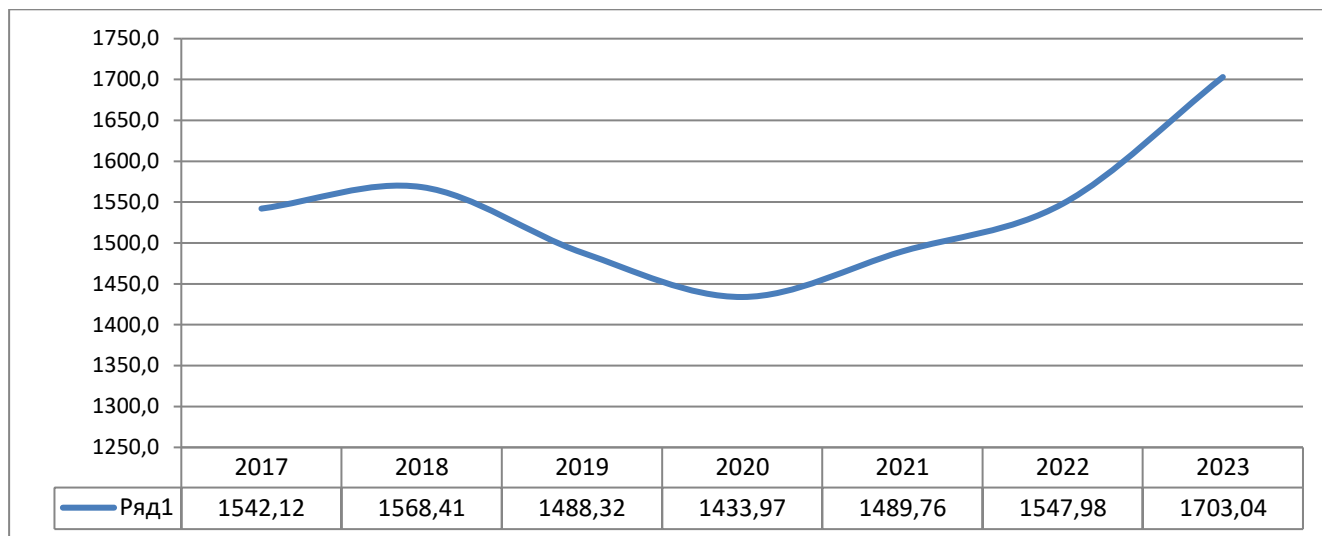


Рисунок 10 Динамика средневзвешенного тарифа на отпущенную тепловую энергию за период с 2017 по 2023гг

Таблица 37 Динамика изменения тарифов на тепловую энергию (в %) и уровень инфляции за период с 2017 по 2022гг.

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.
Буринское СП (население)	1,71	-5,11	-3,65	3,89	3,91	10,02	10,44	24,30

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

Смета тарифа на тепловую энергию установленного (плановые ПФХД) на 2023г. не предоставлена.

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

### 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 организацией;
- 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 Буринского СП регулирующими органами не устанавливалась.

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

Значения индикаторов развития по каждой СЦТ Буринского СП в ретроспективном периоде приведены в таблице 38.

Анализируя совокупность индикаторов, приведённых в таблице 38 можно дать комплексную оценку о состоянии СЦТ.

Удельная материальная характеристика сетей теплоснабжения, приведённая в таблице 38, 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]).

### 1.12.1. 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 «Новобурино». Не выполнена гидравлическая наладка тепловых сетей (сети разбалансированы), что приводит к снижению эффективности использования ТЭР и снижению качества теплоснабжения отдельных потребителей.
2. Отсутствуют централизованные системы горячего водоснабжения для МКД с. Новобурино. Уровень подпитки теплосети достигает  $75 м^3/сут$  и превышает нормативные значения в 7-8 раз. Причина – несанкционированный отбор теплоносителя из отопительной сети на нужды горячего водоснабжения.
3. Износ основного технологического оборудования котельной СЦТ «Новобурино».

### 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).

1. Техническое состояние здания котельной оценивается как крайне неудовлетворительное: кровля протекает, оконные проёмы сгнили, стеклопакеты частично повреждены.
2. Износ сетей теплоснабжения СЦТ «Новобурино» оценивается на уровне 80%. Теплоизоляция на надземных участках теплосетей частично отсутствует и находится в ветхом состоянии.

Таблица 38 Индикаторы развития СЦТ Буринского СП по итогам работы в 2020-2022гг.

номер источника		год																		
Наименование СЦТ																				
1	СЦТ «Новобуринно»	ед.изм.																		
		2020	нд	нд	нд	лет	лет	%	%	%	доля (%) от УТМ	Гкал/ч	кг.у.т/Гкал	Гкал/м.кв.	м.куб./м.кв.	м.кв./ (Гкал/ч)	доля (%) от тепловой энергии, отпускаемой в сеть	кВтч/Гкал	%	%
		2021	нд	нд	нд	лет	лет	%	%	%	доля (%) от УТМ	Гкал/ч	кг.у.т/Гкал	Гкал/м.кв.	м.куб./м.кв.	м.кв./ (Гкал/ч)	доля (%) от тепловой энергии, отпускаемой в сеть	кВтч/Гкал	%	%
		2022	нд	нд	нд	лет	лет	%	%	%	доля (%) от УТМ	Гкал/ч	кг.у.т/Гкал	Гкал/м.кв.	м.куб./м.кв.	м.кв./ (Гкал/ч)	доля (%) от тепловой энергии, отпускаемой в сеть	кВтч/Гкал	%	%
		2020	нд	нд	нд	лет	лет	%	%	%	доля (%) от УТМ	Гкал/ч	кг.у.т/Гкал	Гкал/м.кв.	м.куб./м.кв.	м.кв./ (Гкал/ч)	доля (%) от тепловой энергии, отпускаемой в сеть	кВтч/Гкал	%	%
		2021	нд	нд	нд	лет	лет	%	%	%	доля (%) от УТМ	Гкал/ч	кг.у.т/Гкал	Гкал/м.кв.	м.куб./м.кв.	м.кв./ (Гкал/ч)	доля (%) от тепловой энергии, отпускаемой в сеть	кВтч/Гкал	%	%
		2022	нд	нд	нд	лет	лет	%	%	%	доля (%) от УТМ	Гкал/ч	кг.у.т/Гкал	Гкал/м.кв.	м.куб./м.кв.	м.кв./ (Гкал/ч)	доля (%) от тепловой энергии, отпускаемой в сеть	кВтч/Гкал	%	%
ИТОГО по Буринскому СП		2020	нд	нд	нд	лет	лет	%	%	%	доля (%) от УТМ	Гкал/ч	кг.у.т/Гкал	Гкал/м.кв.	м.куб./м.кв.	м.кв./ (Гкал/ч)	доля (%) от тепловой энергии, отпускаемой в сеть	кВтч/Гкал	%	%
		2021	нд	нд	нд	лет	лет	%	%	%	доля (%) от УТМ	Гкал/ч	кг.у.т/Гкал	Гкал/м.кв.	м.куб./м.кв.	м.кв./ (Гкал/ч)	доля (%) от тепловой энергии, отпускаемой в сеть	кВтч/Гкал	%	%
		2022	нд	нд	нд	лет	лет	%	%	%	доля (%) от УТМ	Гкал/ч	кг.у.т/Гкал	Гкал/м.кв.	м.куб./м.кв.	м.кв./ (Гкал/ч)	доля (%) от тепловой энергии, отпускаемой в сеть	кВтч/Гкал	%	%

3. Износ основного технологического оборудования котельной СЦТ «Новобурино». Автоматика на котлах частично неисправна, не работает система отключения котлов при остановке сетевого насоса и (или) падения давления воды. Котлы изношены, на активной части котлов имеется значительная «накипь». Жаровые трубы деформированы. Причиной активного износа котлов является образование накипи на рабочей поверхности из-за того, что схема присоединения отопительной сети к котлам зависимая (одноконтурная система). При наличии проблемы несанкционированного отбора теплоносителя из отопительной сети на нужды горячего водоснабжения необходимо организовать независимое присоединение котлов к отопительной сети (двухконтурная система).

#### **1.12.3. 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 Буринскому СП, дополнительно можно выделить следующие проблемы развития систем теплоснабжения:

- Низкий уровень оснащённости потребителей УУТЭ;
- Низкая платёжная дисциплина населения за ЖКУ;
- Отсутствие системы горячего водоснабжения для населения.

#### **1.12.4. 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 Буринского СП проблемы надежного и эффективного снабжения топливом, отсутствуют.

**1.12.5. 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 Буринского 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 Буринского СП с разделением по категориям потребителей и виду потребления представлен в таблице 39.

Базовая расчётная тепловая нагрузка по СЦТ Буринского СП с разделением по категориям потребителей и виду потребления представлена в таблице 40.

Плановые показатели полезного отпуска тепловой энергии на 2023г. и 2024г. по каждой СЦТ по видам потребления и по категориям потребителей приведены в таблице 41.

### **Часть 2.2 Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчётным 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) Буринского СП и схемы территориального планирования (ТП) Кунашакского МР.

В соответствии с ГП Буринского СП и схемы ТП Кунашакского МР:

- строительство многоквартирного жилищного фонда не планируется;
- планируется повысить уровень обеспеченности населения жильем до 30м<sup>2</sup> на человека к 2027г.;
- до 2027г. планируется строительство только малоэтажных индивидуальных жилых домов.

Показатели жилищного фонда в Буринском СП по состоянию на 2022г. приведены в таблице 1.

Информация по ветхому (аварийному) жилью на территории Буринского СП представлена в п.1.6 тома 3. По состоянию на 2023г. на территории Буринского СП нет централизованно отапливаемого ветхого (аварийного) жилья.

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.



## Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

**Таблица 39 Базовый (за 2022г.) уровень потребления тепловой энергии по СЦТ Буринского СП с разделением по категориям потребителей и виду потребления.**

Наименование СЦТ			СЦТ «Новобурино»	ИТОГО по Буринскому СП
население	отопление и вентиляция	Гкал	7834	7834
	ГВС	Гкал	—	—
	суммарный полезный отпуск	Гкал	7834	7834
бюджетная сфера	отопление и вентиляция	Гкал	1843	1843
	ГВС	Гкал	—	—
	суммарный полезный отпуск	Гкал	1843	1843
прочие потребители	отопление и вентиляция	Гкал	308	308
	ГВС	Гкал	—	—
	суммарный полезный отпуск	Гкал	308	308
Итого	отопление и вентиляция	Гкал	9986	9986
	ГВС	Гкал	—	—
	суммарный полезный отпуск	Гкал	9986	9986

**Таблица 40 Базовая (за 2022г.) расчётная тепловая нагрузка по СЦТ Буринского СП с разделением по категориям потребителей и виду потребления.**

Наименование СЦТ			СЦТ «Новобурино»	ИТОГО по Буринскому СП
население	отопление и вентиляция	Гкал/ч	2,691	2,691
	ГВС	Гкал/ч	—	—
	суммарная тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,691	2,691
бюджетная сфера	отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,031	1,031
	ГВС	Гкал/ч	—	—
	суммарная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,031	1,031
прочие потребители	отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,237	0,237
	ГВС	Гкал/ч	—	—
	суммарная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,237	0,237
Итого	отопление и вентиляция	Гкал/ч	3,959	3,959
	ГВС	Гкал/ч	—	—
	суммарная тепловая нагрузка	Гкал/ч	3,959	3,959

## Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

**Таблица 41 Плановые показатели полезного отпуска тепловой энергии по СЦТ Буринского СП на 2023г. и 2024г.**

Наименование СЦТ			СЦТ «Новобурино»	ИТОГО по Буринскому СП
Население	отопление и вентиляция	Гкал	7800	<b>7800</b>
	ГВС	Гкал	—	—
	суммарный полезный отпуск	Гкал	7800	<b>7800</b>
Бюджетная сфера	отопление и вентиляция	Гкал	1800	<b>1800</b>
	ГВС	Гкал	—	—
	суммарный полезный отпуск	Гкал	1800	<b>1800</b>
Прочие потребители	отопление и вентиляция	Гкал	300	<b>300</b>
	ГВС	Гкал	—	—
	суммарный полезный отпуск	Гкал	300	<b>300</b>
<b>Итого</b>	<b>отопление и вентиляция</b>	<b>Гкал</b>	<b>9900</b>	<b>9900</b>
	<b>ГВС</b>	<b>Гкал</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>суммарный полезный отпуск</b>	<b>Гкал</b>	<b>9900</b>	<b>9900</b>

Прогноз прироста площади строительных фондов в с. Новобурино с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественно-деловой и производственный фонды приведён в таблице 42.

**Таблица 42 Прогноз прироста площади строительных фондов в с. Новобурино.**

№пп	Показатель	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2034
<b>с. Новобурино</b>										
1	Прирост нового строительного фонда нарастающим итогом, в том числе:	тыс. кв. м	0,82	1,65	2,5	3,35	4,23	5,12	6,94	6,94
1.1	многоквартирный жилищный фонд	тыс. кв. м	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2	индивидуальный жилищный фонд и жилищный фонд малоэтажной блокированной застройки	тыс. кв. м	0,82	1,65	2,5	3,35	4,23	5,12	6,94	6,94
1.3	общественно-деловой фонд	тыс. кв. м	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4	производственный фонд	тыс. кв. м	0	0	0	0	0	0	0	0

### 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. 1.2 тома 3).
2. На территории Челябинской области с 01.01.2024г. будут действовать нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению утверждённые Постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 28 декабря 2016 года N66/2 (с изменениями от 30.12.2022г.). Вышеуказанные нормативы приведены в таблице 29.
3. Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию для перспективного жилищного фонда в зависимости от его этажности приведено в таблице 43. 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 44. 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 45. Расчёт выполнен на основании данных из приложения «Г» в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

**Таблица 43** 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 сблокированные	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 <sup>-7</sup>	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 Буринского СП

**Таблица 44** 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
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	—	—	—	—	—

**Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП**

№пп	Тип здания	Измеритель	Этажность зданий							
			1	2	3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше
4.5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады (Твн=16°C)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,000041	0,000039	0,000037	0,000036	0,000036	—	—	—
4.6	Административного назначения (Твн=18°C)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,000067	0,000063	0,000061	0,000050	0,000045	0,000041	0,000037	0,000037
<b>Расчётное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию на 1м2 для зданий с классом энергоэффективности "С"(нормальный), Гкал/год</b> <i>(расчёт выполнен при продолжительности отопительного периода - 212сут. и расчётных температурах воздуха внутри помещений (Твн) и наружного воздуха для проектирования отопления (Тн= - 32°C )</i>										
5.1	Жилые многоквартирные здания, гостиницы, общежития (Твн=20°C)	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°C)	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°C)	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°C)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,16978	0,16978	0,16978	—	—	—	—	—
5.5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады (Твн=16°C)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,07365	0,07060	0,06728	0,06424	0,06424	—	—	—
5.6	Административного назначения (Твн=18°C)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,12565	0,11872	0,11511	0,09431	0,08377	0,07684	0,06991	0,06991
<b>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</b> <i>(расчёт выполнен при продолжительности отопительного периода - 212сут. и расчётных температурах воздуха внутри помещений (Твн) и наружного воздуха для проектирования отопления (Тн= - 32°C )</i>										
6.1	Жилые многоквартирные здания, гостиницы, общежития (Твн=20°C)	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°C)	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°C)	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°C)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,22581	0,22581	0,22581	—	—	—	—	—
6.5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады (Твн=16°C)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,09795	0,09390	0,08948	0,08543	0,08543	—	—	—
6.6	Административного назначения (Твн=18°C)	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 Буринского СП

**Таблица 45 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 течении 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 <sup>2</sup> /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 промтоварные	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 <sup>-7</sup>	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 теплоснабжения 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 2034г. с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления (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 таблице 46. Прогноз был сделан на основании положений Главы 5.

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

Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя до 2034г. с разделением по видам теплоснабжения в зонах действия индивидуального теплоснабжения 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 теплоснабжения 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 2034г. с разделением по видам теплоснабжения в производственных зонах не выполнялся по причине отсутствия данных о планируемых объёмах потребления тепловой энергии.

Таблица 46 Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в зоне действия СЦТ «Новобурино».

№пп	Составляющая баланса	ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2030	2034
1	Численность населения пользующегося услугами центрального ГВС.	чел.	0	0	0	0	0	600	600
	Время работы централизованной системы ГВС в год.	сут	—	—	—	—	—	350	350
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	0,0
2.1	многоквартирный жилищный фонд	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.2	индивидуальный жилищный фонд и жилищный фонд блокированной застройки	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.3	общественные здания	Гкал/год	0,0	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	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	1452,0	1452,0
3.1	многоквартирный жилищный фонд	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1320,0	1320,0
3.2	индивидуальный жилищный фонд и жилищный фонд блокированной застройки	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.3	общественные здания	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	132,0	132,0
3.4	производственный фонд	Гкал/год	0,0	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	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	0,0
5.1	перевод индивидуального жилищного фонда и жилищного фонда блокированной застройки на отопление от индивидуальных теплогенераторов	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5.2	перевод МКД на поквартное теплоснабжение	Гкал/год	0,0	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	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	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	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	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	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	0,0
6.3	отключение ветхого жилищного фонда	Гкал/год	0,0	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	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	0,0
7	<b>Расчётный объём тепловой энергии на централизованное теплоснабжение, всего</b>	<b>Гкал/год</b>	<b>9900</b>	<b>9900</b>	<b>9900</b>	<b>9900</b>	<b>9900</b>	<b>11352</b>	<b>11352</b>
7.1	на нужды отопления и вентиляции	Гкал/год	9900	9900	9900	9900	9900	9900	9900
7.2	на нужды ГВС	Гкал/год	0	0	0	0	0	1452	1452
7.3	на технологию	Гкал/год	0	0	0	0	0	0	0
8	<b>Расчётный объём тепловой энергии на централизованное теплоснабжение, всего</b>	<b>Гкал/год</b>	<b>9900</b>	<b>9900</b>	<b>9900</b>	<b>9900</b>	<b>9900</b>	<b>11352</b>	<b>11352</b>
8.1	население	Гкал/год	7800	7800	7800	7800	7800	9252	9252
8.2	бюджетная сфера и прочие организации	Гкал/год	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100
8.3	производство	Гкал/год	0	0	0	0	0	0	0
9	<b>Расчётный объём теплоносителя, всего</b>	<b>тыс.м.куб./год</b>	<b>4,7</b>	<b>4,7</b>	<b>4,7</b>	<b>4,7</b>	<b>4,7</b>	<b>31,9</b>	<b>31,9</b>
9.1	на подпитку	тыс.м.куб./год	4,7	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	0,0	0,0	0,0	27,1	27,1

## 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 (ломанные);
- 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

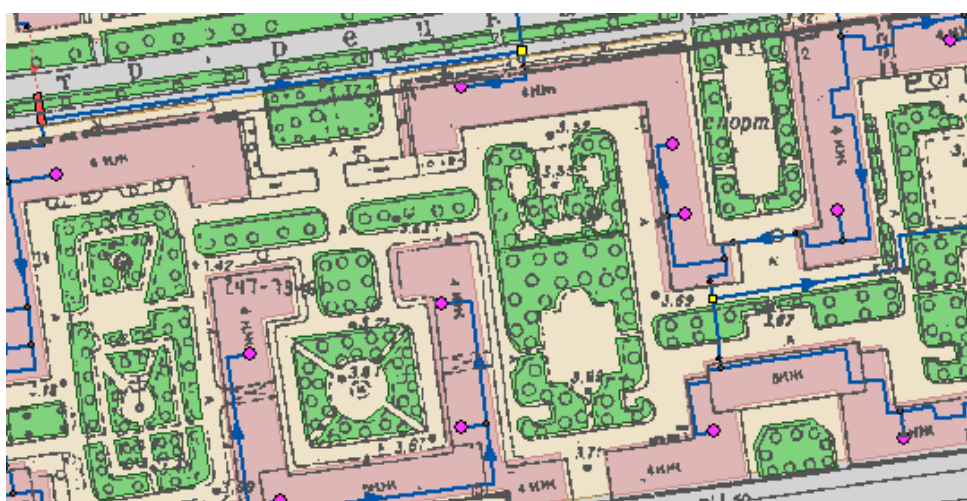
### ***Карты***

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 слоя	Набор параметров, относящихся к настройке слоя для данной карты: текущая семантическая база данных слоя, текущий тематический файл слоя, текущий файл надписей, общие параметры отображения для векторных слоев (цвет, стиль и т.д.).
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.

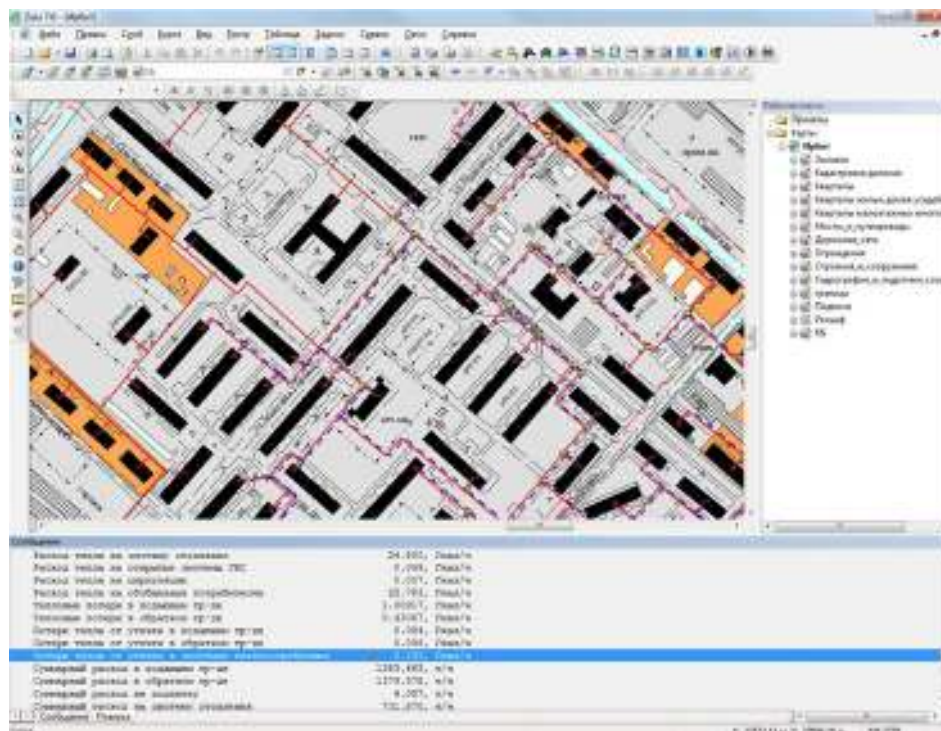
Система Zulu позволяет создавать классифицируемые объекты, имеющие несколько режимов (состояний), каждое из которых (состояний) имеет свой стиль отображения на карте (схеме). При этом ввод сетей производится с автоматическим кодированием топологии. Нарисованная на экране сеть сразу готова для топологического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

### 3.1.2 Программно-расчётный комплекс ZuluThermo.

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





### Пример внешнего вида электронной модели

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

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

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

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

Состав задач:

- Построение расчетной модели тепловой сети.
- Паспортизация объектов сети.
- Наладочный расчет тепловой сети.
- Поверочный расчет тепловой сети.
- Конструкторский расчет тепловой сети.
- Расчет требуемой температуры на источнике. Целью задачи является определение минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у заданного потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной.
- Коммутационные задачи.
- Построение пьезометрического графика.
- Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.
- 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.**

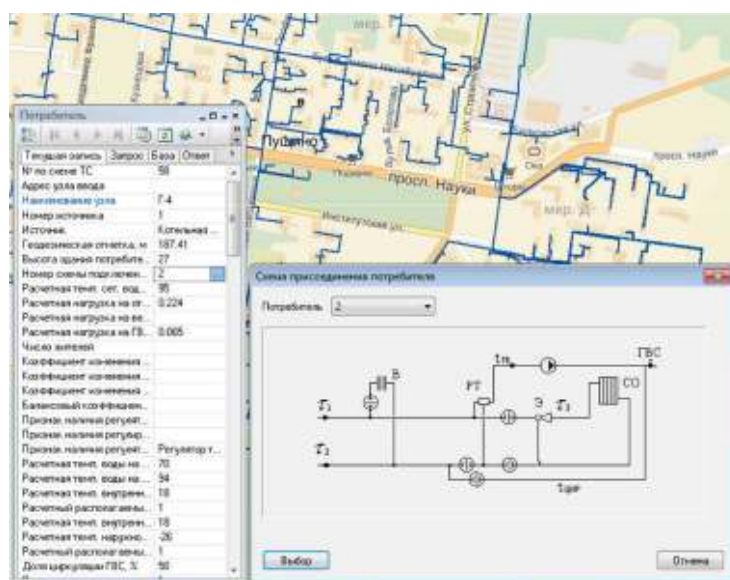
Электронная модель системы теплоснабжения поселения содержит графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения с полным топологическим описанием связности объектов.

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;

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

$\tau_{2p}$  - 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 теплопотребления. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой

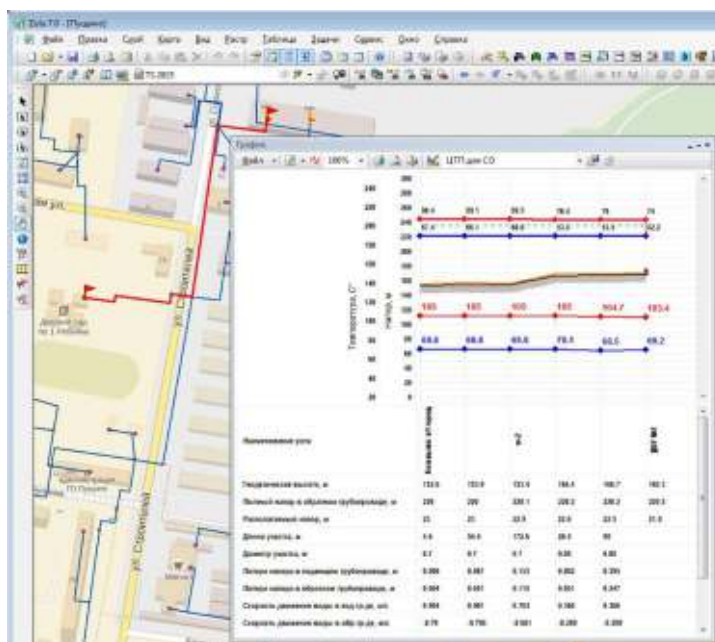
энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

### 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:

$$Q_{\text{норм. ср.г.}} = \sum (q_{\text{норм.}} \cdot L \cdot \beta)$$

- для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм.п.}}^{\text{ср.г.}} = \sum (q_{\text{норм.п.}} \cdot L \cdot \beta), \text{ Ккал/ч}$$

$$Q_{\text{норм.о.}}^{\text{ср.г.}} = \sum (q_{\text{норм.о.}} \cdot L \cdot \beta), \text{ Ккал/ч}$$

$q_{\text{норм.п.}}$ ,  $q_{\text{норм.о.}}$ ,  $q_{\text{норм.ср.г.}}$  – 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 двух-трубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м;

$\beta$  – 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 отдельно для тепловых сетей с числом часов работы в год более 5000, а также 5000 и менее;
- для подземной прокладки тепловых сетей нормы приведены отдельно для канальной и бесканальной прокладок;
- нормы приведены для абсолютных значений среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, а не для разности средне-годовых 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 отдельно 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.

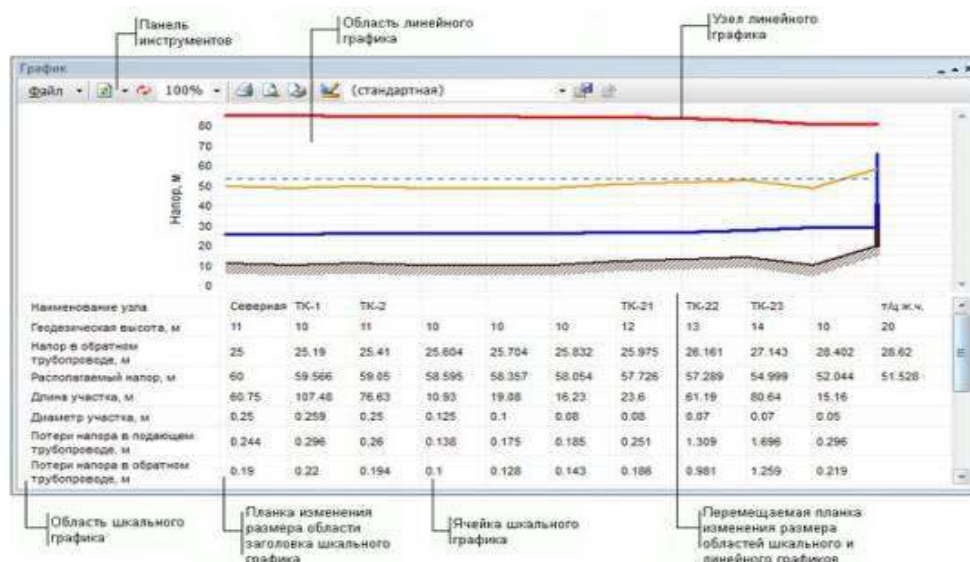
Выбирается режим установки флагов.

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 Буринского СП.

### 3.12.1 Общие положения.

Электронная модель (ЭМ) Буринского 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  **«Буринск. СП-теплоснабж.»** - на экране отобразится ЭМ системы теплоснабжения Буринского 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«ПолиTERM»  
<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 2.

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 и конструкторский гидравлические расчёты.

«Сканы» («скрин-шоты») результатов поверочного гидравлического расчёта по каждой СЦТ поселения представлены на рис.11.

Результаты поверочного гидравлического расчёта «Источник» по СЦТ «Новобурино» приведены в таблице 47.

Перечень потребителей СЦТ «Новобурино» и результаты поверочного гидравлического расчёта приведены в таблице 48.

Перечень участков сетей теплоснабжения СЦТ «Новобурино» и результаты поверочного гидравлического расчёта приведены в таблице 49.

Результаты расчета нормативных потерь тепловой энергии СЦТ «Новобурино» приведены в таблице 50.

Результаты конструкторского расчета системы теплоснабжения СЦТ «Новобурино» приведены в таблице 51.

Схема сетей теплоснабжения СЦТ «Новобурино» приведена на рис. 3.

Пьезометрические графики приведены на рисунках 4-6.

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 48 видно, что системы теплоснабжения разбалансированы. В таблице 48 «потребители» синим цветом выделены те объекты, которые испытывают дефицит тепловой энергии, а красным – потребители, у которых наблюдается «перетоп».



- Из таблицы 49 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 49 «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.
- Расход теплоносителя через систему СЦТ «Новобурино» завышен практически в 2 раза. При соблюдении температурного графика фактическая тепловая нагрузка будет выше расчётной на 16% из-за перетопа большинства зданий, но при этом конечные потребители испытывают дефицит тепла. Необходимо, оптимизировать гидравлический режим сети 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=1117 "Новобурино":**

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	4.909, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	4.605, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.17468, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.08652, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.01137, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.00914, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплopotребления	0.02325, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	304.333, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	303.747, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.586, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	304.204, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.12828, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.12828, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплopotребления	0.32955, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	55.130, м
Давление в обратном трубопроводе	31.130, м
Располагаемый напор	24.000, м
Температура в подающем трубопроводе	95.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	79.011, °C
Суммарные затраты на тепловую энергию	0.000 руб/час
Затраты на тепловые потери в трубопроводах	0.000 руб/час

Рисунок 11 «Скан» результатов поверочного гидравлического расчёта по СЦТ «Новобурино».

Таблица 47 Результаты поверочного гидравлического расчёта (Источник) по СЦТ «Новобурино».

Расчетная температура в подающем трубопроводе, °С	Расчетная температура холодной воды, °С	Расчетная температура наружного воздуха, °С	Текущая температура воды в подающем трубопроводе, °С	Текущая температура наружного воздуха, °С	Расчетный располагающий напор на выходе из источника, м	Установленная тепловая мощность, Гкал	Текущий располагающий напор на выходе из источника, м	Напор в подающем трубопроводе, м	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м	Среднегодовая температура воды в под. трубопроводе, °С	Среднегодовая температура воды в обрат. трубопроводе, °С	Среднегодовая температура грунта, °С	Среднегодовая температура наружного воздуха, °С	Среднегодовая температура воздуха в подвалах, °С	Текущая нагрузка на отопление, Гкал/ч	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Температура на выходе из источника, °С	Текущая температура воды в обратном трубопроводе, °С	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Суммарный расход сетевой воды в под. тр., т/ч	Расход воды на утечку из сис.теплопотреб., т/ч	Расход воды на подпитку, т/ч	
95	5	-32	95	-32	24	5,42	24	217	55,13	31,13	58,5	48,5	2,8	2,8	10	4,6045	4,90952	95	79,01	304,2	304,333	0,33	0,59	

Таблица 48 Перечень потребителей и результаты поверочного гидравлического расчёта СЦТ «Новобурино».

Наименование узла	Наименование потребителя	Высота здания потребителя, м	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. трубопроводе, °С	Температура сетевой воды в обрат. трубопроводе, °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	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м	Утечка из системы теплопотребления, т/ч	Потери тепла от утечки, Ккал	Коэффициент тепловой аккумуляции, ч	Минимально допустимая температура, °С	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности
Центральная 135	МКД	6	90	0,123	70	90	20	94,50	76,40	7,17	1,17	1,05	94,50	76,40	22,80	7,17	0,13	2,72	38,84	36,13	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Комсомольская 8А	МКД	6	90	0,11	70	90	20	93,10	52,60	2,52	0,46	0,93	93,10	52,60	16,30	2,52	0,10	0,42	42,22	41,80	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Комсомольская 8	МКД	6	90	0,12	70	90	20	94,00	67,20	4,52	0,75	1,01	94,00	67,20	20,30	4,52	0,12	1,14	41,93	40,80	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Комсомольская 10	МКД	6	90	0,13	70	90	20	94,00	77,20	8,18	1,26	1,06	94,00	77,20	22,90	8,18	0,14	3,17	44,31	41,15	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Комсомольская 6	МКД	6	90	0,11	70	90	20	94,30	72,90	5,33	0,97	1,04	94,30	72,90	21,90	5,33	0,11	1,88	41,45	39,57	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Комсомольская 4А	МКД	6	90	0,112	70	90	20	93,60	69,70	4,77	0,85	1,02	93,60	69,70	20,80	4,77	0,11	1,45	41,98	40,53	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Комсомольская 4	МКД	6	90	0,15	70	90	20	94,50	69,50	6,14	0,82	1,02	94,50	69,50	21,00	6,13	0,15	1,34	40,91	39,57	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Комсомольская 2А	МКД	6	90	0,123	70	90	20	94,30	72,10	5,71	0,93	1,03	94,30	72,10	21,70	5,71	0,13	1,72	41,75	40,03	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Дворец культуры	Дворец культуры	6	90	0,09	70	90	18	94,40	77,90	5,78	1,28	1,06	94,40	77,90	21,10	5,78	0,10	3,30	42,18	38,88	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Комсомольская 5	МКД	6	90	0,122	70	90	20	94,60	83,70	12,24	2,01	1,09	94,60	83,70	24,80	12,24	0,13	8,05	44,03	35,98	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Центральная 3	Центральная 3	3	90	0,11	70	90	18	94,50	83,00	10,36	1,88	1,09	94,50	83,00	22,40	10,36	0,12	7,10	44,61	37,51	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Комсомольская 2Б	МКД	6	90	0,1	70	90	20	91,80	40,80	1,70	0,34	0,86	91,80	40,80	12,90	1,69	0,09	0,23	41,83	41,60	0,01	0,00	40	12	0,99	1,00
Комсомольская 6А	МКД	6	90	0,09	70	90	20	92,60	43,50	1,61	0,36	0,88	92,60	43,50	13,80	1,61	0,08	0,26	41,63	41,38	0,01	0,00	40	12	0,99	1,00
Больница, гл. корпус	Больница, гл. корпус	6	90	0,22	70	90	20	94,10	67,70	8,42	0,77	1,01	94,10	67,70	20,50	8,42	0,22	1,17	42,32	41,14	0,02	0,00	40	12	1,00	1,00
Больница, хоз. корпус	Больница, хоз. корпус	3	90	0,012	70	90	18	92,30	74,10	0,68	1,14	1,03	92,30	74,10	19,60	0,68	0,01	2,58	43,26	40,68	0,00	0,00	40	12	1,00	1,00
Больница, прачечная	Больница, прачечная	3	90	0,025	70	90	20	92,40	64,80	0,89	0,71	0,99	92,40	64,80	19,30	0,89	0,02	1,02	42,47	41,45	0,00	0,00	40	12	1,00	1,00
Комсомольская 5А	МКД	6	90	0,125	70	90	20	94,60	83,90	12,78	2,04	1,09	94,60	83,90	24,80	12,78	0,14	8,36	43,49	35,13	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Комсомольская 5Б	МКД	6	90	0,1	70	90	20	94,30	84,00	10,55	2,11	1,09	94,30	84,00	24,80	10,55	0,11	8,90	44,33	35,43	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Комсомольская 5В	МКД	6	90	0,11	70	90	20	94,70	83,70	10,91	1,98	1,09	94,70	83,70	24,80	10,91	0,12	7,87	41,99	34,12	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Центральная 7	МКД	6	90	0,115	70	90	20	94,80	83,90	11,50	2,00	1,09	94,80	83,90	24,90	11,50	0,13	8,00	40,70	32,70	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Центральная 7А	МКД	6	90	0,12	70	90	20	94,70	82,20	10,42	1,74	1,09	94,70	82,20	24,40	10,42	0,13	6,03	40,22	34,19	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Центральная 9А	МКД	6	90	0,125	70	90	20	94,50	75,20	6,80	1,09	1,05	94,50	75,20	22,50	6,80	0,13	2,37	39,42	37,05	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Центральная 7Б	МКД	6	90	0,15	70	90	20	94,60	77,10	9,06	1,21	1,06	94,60	77,10	23,10	9,06	0,16	2,92	39,44	36,52	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Детский сад	Детский сад	6	90	0,18	70	90	20	94,40	77,80	11,47	1,28	1,06	94,40	77,80	23,20	11,47	0,19	3,25	40,58	37,33	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Центральная 9	МКД	6	90	0,14	70	90	20	94,80	83,90	13,97	2,00	1,09	94,80	83,90	24,90	13,97	0,15	7,96	41,34	33,38	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Центральная 137	МКД	6	90	0,113	70	90	20	94,70	83,90	11,38	2,01	1,09	94,70	83,90	24,90	11,38	0,12	8,11	42,70	34,59	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Центральная 4	МКД	6	90	0,114	70	90	20	94,80	83,80	11,37	2,00	1,09	94,80	83,80	24,80	11,37	0,12	7,96	40,94	32,98	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Центральная 3	МКД	6	90	0,124	70	90	20	94,30	82,50	11,44	1,85	1,08	94,30	82,50	24,40	11,44	0,13	6,81	45,34	38,53	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Центральная 2	МКД	6	90	0,122	70	90	20	94,50	75,50	6,75	1,11	1,05	94,50	75,50	22,60	6,75	0,13	2,45	37,84	35,39	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Центральная 2А	Центральная 2А	3	90	0,03	70	90	18	92,80	74,20	1,67	1,11	1,04	92,80	74,20	19,80	1,66	0,03	2,46	39,12	36,66	0,00	0,00	40	12	1,00	1,00

Наименование узла	Наименование потребителя	Высота здания потребителя, м	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	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м	Утечка из системы теплоснабжения, т/ч	Потери тепла от утечки, Ккал	Коэффициент тепловой аккумуляции, ч	Минимально допустимая температура, °С	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности
Центральная 11	МКД	6	90	0,14	70	90	20	94,80	77,60	8,63	1,23	1,06	94,80	77,60	23,20	8,63	0,15	3,04	40,76	37,71	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Центральная 11А	МКД	6	90	0,12	70	90	20	94,70	79,20	8,26	1,38	1,07	94,70	79,20	23,60	8,26	0,13	3,79	41,22	37,43	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Центральная 11Б	МКД	6	90	0,14	70	90	20	94,40	66,20	4,97	0,71	1,00	94,40	66,20	20,20	4,97	0,14	1,01	40,08	39,07	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Магазин	Магазин	3	90	0,004	70	90	18	91,60	83,00	0,50	2,51	1,07	91,60	83,00	21,70	0,50	0,00	12,62	46,51	33,89	0,00	0,00	40	12	1,00	1,00
Сельская администрация	Сельская администрация	6	90	0,07	70	90	18	94,90	87,20	10,14	2,90	1,11	94,90	87,20	23,60	10,14	0,08	16,78	49,68	32,89	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Агрофирма (Школьная 1В)	Агрофирма	3	90	0,08	70	90	18	94,90	86,20	10,24	2,56	1,11	94,90	86,20	23,30	10,24	0,09	13,10	47,69	34,60	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Пекарня	Пекарня	3	90	0,085	70	90	18	94,90	86,70	11,53	2,71	1,11	94,90	86,70	23,40	11,53	0,09	14,73	49,33	34,60	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Мастерские	Мастерские	3	90	0,005	70	90	16	93,80	87,20	0,84	3,36	1,11	93,80	87,20	21,10	0,84	0,01	22,63	54,76	32,12	0,00	0,00	40	12	1,00	1,00
Дом престарелых	Дом престарелых	6	90	0,11	70	90	20	94,50	85,50	13,42	2,44	1,10	94,50	85,50	25,20	13,41	0,12	11,90	48,39	36,50	0,01	0,00	40	12	1,00	1,00
Буринская СОШ	Буринская СОШ	6	90	0,22	70	90	18	93,20	68,50	8,97	0,82	1,01	93,20	68,50	18,40	8,97	0,22	1,33	40,92	39,59	0,02	0,00	40	12	1,00	1,00
Кафе (Спортивная 2)	Кафе	3	90	0,005	70	90	18	81,30	73,70	0,64	2,55	0,97	81,30	73,70	16,70	0,64	0,00	13,02	49,88	36,86	0,00	0,00	40	12	1,00	1,00

Таблица 49 Перечень участков тепловой сети и результаты поверочного гидравлического расчёта СЦТ «Новобурино».

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Шероховатост трубопровода, мм	Зарастание трубопровода, мм	Коэффициент местного сопротивления тр-да	Вид прокладки тепловой сети	Поправочный коэфф. на нормы тепловых потерь	Теплоизоляционный материал	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Располагаемый напор в начале, м	Располагаемый напор в конце, м	Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м	Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч	Температура в начале участка под.тр-да, °С	Температура в конце участка под.тр-да, °С	Температура в начале участка обр.тр-да, °С	Температура в конце участка обр.тр-да, °С	Период эксплуатации, лет	Год постройки
ТК11-2	Центральная 2	5,45	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	6,75	-6,74	2,544	2,448	7,945	7,923	0,529	-0,529	207,95	89,33	94,53	94,5	75,51	75,5	20	
у8	Комсомольская 6А	5,13	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	1,61	-1,61	0,289	0,257	2,862	2,838	0,254	-0,253	136,27	59,08	92,69	92,61	43,46	43,42	20	
у8	ТК121	9,25	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	3,31	-3,29	0,328	0,289	1,932	1,915	0,26	-0,258	277,61	118,93	92,78	92,69	41,88	41,84	20	
ТК121	ТК120	29,84	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	3,31	-3,29	0,455	0,328	1,933	1,915	0,26	-0,258	896,61	383,8	93,05	92,78	41,84	41,72	20	
ТК120	у2	8,88	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	3,31	-3,29	0,492	0,455	1,933	1,915	0,26	-0,258	276,64	114,35	93,13	93,05	41,72	41,69	20	
у2	Комсомольская 8А	4,72	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	2,52	-2,51	0,492	0,42	6,933	6,888	0,397	-0,396	130,2	58,36	93,13	93,08	52,58	52,56	20	
у2	ТК119	20,5	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	5,83	-5,81	0,759	0,492	5,941	5,892	0,457	-0,456	638,93	273,7	93,24	93,13	46,39	46,35	20	
ТК119	ТК118	89,53	0,07	0,07	1	1	1,1	надзем.	1,2	мин.вата	5,83	-5,81	1,924	0,759	5,941	5,891	0,457	-0,455	4771,69	3128,32	94,06	93,24	46,35	45,81	20	
ТК118	Комсомольская 8	16,27	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	4,52	-4,51	1,924	1,135	22,107	22,018	0,712	-0,71	481,28	223,47	94,06	93,95	67,24	67,19	20	
ТК118	ТК117	40,99	0,07	0,07	1	1	1,1	надзем.	1,2	мин.вата	10,35	-10,32	3,597	1,924	18,609	18,482	0,812	-0,809	2188,31	1593,31	94,27	94,06	55,16	55	20	
ТК117	ТК116	29,74	0,12	0,12	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	8,18	-8,17	3,597	3,554	0,658	0,656	0,213	-0,213	1455,32	673,49	94,27	94,09	77,2	77,12	20	
ТК116	Комсомольская 10	15,06	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	8,18	-8,17	3,554	3,168	11,649	11,621	0,642	-0,641	580,46	248,71	94,09	94,02	77,23	77,2	20	
ТК117	ТК124	62,5	0,12	0,12	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	18,53	-18,49	4,052	3,597	3,321	3,304	0,483	-0,482	3106,05	1310,76	94,44	94,27	64,78	64,71	20	
ТК124	у4	23,46	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	10,10	-10,08	4,052	3,139	17,729	17,664	0,793	-0,791	850,43	374,19	94,44	94,35	71,24	71,2	20	
у4	Комсомольская 6	5,49	0,04	0,04	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	5,33	-5,32	3,139	1,879	104,446	104,123	1,339	-1,337	151,93	65,79	94,35	94,32	72,94	72,93	20	
у4	ТК26	87,91	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	4,77	-4,76	3,139	2,369	3,989	3,973	0,374	-0,373	3271,74	1382,15	94,35	93,67	69,64	69,35	20	
ТК26	Комсомольская 4А	16,98	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	4,77	-4,76	2,369	1,451	24,616	24,529	0,751	-0,75	551,58	236,29	93,67	93,55	69,69	69,64	20	
ТК124	ТК128	90,06	0,12	0,12	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	28,64	-28,57	5,612	4,052	7,893	7,854	0,746	-0,744	4509,78	1918,16	94,6	94,44	67	66,93	20	

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Шероховатост трубопровода, мм	Зарастание трубопровода, мм	Коэффициент местного сопротивления тр-да	Вид прокладки тепловой сети	Поправочный коэфф. на нормы тепловых потерь	Теплоизоляционный материал	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Располагаемый напор в начале, м	Располагаемый напор в конце, м	Удельные линейные потери напора в под. тр-де, мм/м	Удельные линейные потери напора в обр. тр-де, мм/м	Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр. тр-де, м/с	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч	Температура в начале участка под. тр-да, °С	Температура в конце участка под. тр-да, °С	Температура в начале участка обр. тр-да, °С	Температура в конце участка обр. тр-да, °С	Период эксплуатации, лет	Год постройки
TK128	TK129	23,59	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	11,84	-11,82	5,612	4,352	24,329	24,242	0,929	-0,927	861,65	375,42	94,6	94,52	70,71	70,68	20	
TK129	Комсомольская 4	9,93	0,04	0,04	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	6,13	-6,12	4,352	1,338	138,205	137,697	1,541	-1,538	274,19	116,61	94,52	94,48	69,54	69,52	20	
TK129	Комсомольская 2А	34,04	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	5,71	-5,70	4,352	1,722	35,179	35,062	0,898	-0,897	1119,25	483,2	94,52	94,33	72,08	71,99	20	
TK128	TK131	25,57	0,12	0,12	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	40,48	-40,39	6,495	5,612	15,731	15,657	1,055	-1,052	1290,5	548,75	94,63	94,6	68,03	68,02	20	
TK131	Дворец культуры	40,42	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	5,78	-5,77	6,495	3,295	36,036	35,948	0,909	-0,908	1317,58	594,63	94,63	94,4	77,85	77,75	20	
TK131	TK30	105,42	0,12	0,12	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	46,26	-46,15	11,245	6,495	20,525	20,432	1,205	-1,202	5490,54	2280,2	94,75	94,63	69,23	69,18	20	
TK30	TK23	8,68	0,25	0,25	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	90,30	-90,14	11,275	11,245	1,595	1,589	0,533	-0,532	671,43	284,3	94,75	94,75	74,17	74,17	20	
TK30	TK31	46,92	0,12	0,12	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	44,04	-43,99	11,245	9,326	18,611	18,562	1,147	-1,146	2443,71	1080,68	94,75	94,69	79,43	79,41	20	
TK31	Комсомольская 5	22,39	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	12,24	-12,23	9,326	8,048	25,973	25,932	0,96	-0,959	877,71	385,59	94,69	94,62	83,73	83,7	20	
TK31	TK32	68,92	0,12	0,12	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	31,81	-31,76	9,326	7,853	9,727	9,699	0,829	-0,827	3703,93	1571,3	94,69	94,57	77,84	77,79	20	
TK32	Центральная 3	18,38	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	10,36	-10,35	7,853	7,1	18,65	18,62	0,813	-0,812	713,21	314,91	94,57	94,5	82,96	82,92	20	
TK32	TK33	54,12	0,12	0,12	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	11,44	-11,43	7,853	7,701	1,276	1,273	0,298	-0,298	2879,05	1266,35	94,57	94,32	82,48	82,37	20	
Комсомольская 2Б	TK123	4,56	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	1,69	-1,69	0,235	0,23	0,518	0,513	0,133	-0,132	134,73	57,72	91,85	91,77	40,8	40,77	20	
TK123	TK122	37,3	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	1,69	-1,69	0,277	0,235	0,518	0,513	0,133	-0,132	1105,31	472,32	92,51	91,85	40,77	40,49	20	
TK122	у8	10,57	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	1,70	-1,69	0,289	0,277	0,518	0,513	0,133	-0,132	317,1	134,24	92,69	92,51	40,49	40,41	20	
TK32	у7	89,61	0,07	0,07	1	1	1,1	надзем.	1,2	мин.вата	10,00	-9,98	7,853	4,436	17,369	17,295	0,784	-0,783	4795,47	3987,52	94,57	94,09	67,77	67,38	20	
у7	Больница, гл. корпус	5,71	0,04	0,04	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	8,42	-8,41	4,436	1,173	260,291	259,272	2,116	-2,112	154,34	66,12	94,09	94,08	67,73	67,72	20	
у7	TK34	30,75	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	1,57	-1,57	4,436	4,406	0,448	0,446	0,123	-0,123	1117,78	478,75	94,09	93,38	68,39	68,08	20	
TK34	Больница, хоз. корпус	34,46	0,025	0,025	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	0,68	-0,68	4,406	2,584	24,069	24,001	0,468	-0,467	770,37	339,84	93,38	92,25	74,1	73,6	20	
TK34	Больница, прачечная	37,63	0,025	0,025	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	0,89	-0,89	4,406	1,018	41,018	40,839	0,612	-0,61	841,24	350,06	93,38	92,44	64,79	64,4	20	
TK23	TK24	48,97	0,2	0,2	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	23,33	-23,30	11,275	11,237	0,353	0,352	0,216	-0,216	3297,54	1478,08	94,75	94,61	83,88	83,81	20	
TK24	Комсомольская 5А	7,46	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	12,78	-12,77	11,237	8,357	175,625	175,366	2,011	-2,01	265,66	113,85	94,61	94,59	83,9	83,89	20	
TK24	TK25	37,41	0,2	0,2	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	10,55	-10,54	11,237	11,231	0,075	0,074	0,098	-0,098	2634,7	1128,13	94,61	94,36	83,97	83,86	20	
TK25	Комсомольская 5Б	8,83	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	10,55	-10,54	11,231	8,904	119,848	119,677	1,661	-1,66	314,16	134,62	94,36	94,33	83,98	83,97	20	
TK23	TK22	38,17	0,25	0,25	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	113,64	-113,4	11,486	11,275	2,52	2,511	0,67	-0,669	2964,7	1265,39	94,78	94,75	76,15	76,14	20	
TK22	Комсомольская 5В	12,84	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	10,91	-10,90	11,486	7,869	128,142	127,946	1,718	-1,716	438,97	195,93	94,78	94,74	83,72	83,7	20	
TK22	TK16	101,01	0,25	0,25	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	124,55	-124,3	12,157	11,486	3,024	3,014	0,735	-0,733	7884,18	3362,37	94,84	94,78	76,8	76,78	20	
TK16	TK17	12,01	0,1	0,1	1	1	1,1	надзем.	1,2	мин.вата	49,25	-49,20	12,157	10,532	61,569	61,428	1,86	-1,858	739,7	683,08	94,84	94,83	79,55	79,53	20	
TK17	Центральная 7	8,09	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	11,50	-11,49	10,532	8	142,361	142,146	1,811	-1,809	281,23	123,6	94,83	94,8	83,87	83,85	20	
TK17	TK18	33,57	0,1	0,1	1	1	1,1	надзем.	1,2	мин.вата	37,75	-37,70	10,532	7,861	36,212	36,121	1,426	-1,424	2067,35	1887,71	94,83	94,77	78,28	78,23	20	
TK18	Центральная 7А	7,13	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	10,42	-10,41	7,861	6,029	116,868	116,665	1,64	-1,639	245,92	107,88	94,77	94,75	82,25	82,24	20	
TK18	Центральная 9А	50,14	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	6,80	-6,79	7,861	2,367	49,882	49,739	1,07	-1,069	1729,4	726,55	94,77	94,52	75,23	75,13	20	
TK18	TK20	39,85	0,08	0,08	1	1	1,1	надзем.	1,2	мин.вата	20,53	-20,51	7,861	4,749	35,539	35,445	1,224	-1,223	2294,48	2084,03	94,77	94,66	77,42	77,32	20	
TK20	Центральная 7Б	9,42	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	9,06	-9,05	4,749	2,919	88,449	88,229	1,426	-1,425	323,02	138,14	94,66	94,63	77,1	77,08	20	
TK20	Детский сад	61,26	0,08	0,08	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	11,47	-11,46	4,749	3,25	11,141	11,113	0,684	-0,683	2575,14	1104,56	94,66	94,44	77,79	77,69	20	
TK16	TK11	52,3	0,25	0,25	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	173,82	-173,5	12,832	12,157	5,875	5,855	1,025	-1,023	4104,07	1749,51	94,87	94,84	77,56	77,55	20	
TK11	Центральная 9	10,56	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	13,97	-13,96	12,832	7,961	209,816	209,498	2,199	-2,197	364,75	161,37	94,87	94,84	83,87	83,86	20	
TK11	у9	43,22	0,1	0,1	1	1	1,1	подзем.кан.	1,2	мин.вата	38,33	-38,29	12,832	9,286	37,33	37,245	1,448	-1,446	1974,12	856,04	94,87	94,81	80,46	80,44	20	



Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Шероховатост трубопровода, мм	Зарастание трубопровода, мм	Коэффициент местного сопротивления тр-да	Вид прокладки тепловой сети	Поправочный коэфф. на нормы тепловых потерь	Теплоизоляционный материал	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Располагаемый напор в начале, м	Располагаемый напор в конце, м	Удельные линейные потери напора в под. тр-де, мм/м	Удельные линейные потери напора в обр. тр-де, мм/м	Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр. тр-де, м/с	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч	Температура в начале участка под. тр-да, °С	Температура в конце участка под. тр-да, °С	Температура в начале участка обр. тр-да, °С	Температура в конце участка обр. тр-да, °С	Период эксплуатации, лет	Год постройки
y9	Центральная 137	23,79	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	11,38	-11,37	9,286	8,111	22,47	22,435	0,893	-0,892	938,96	410,31	94,81	94,73	83,87	83,84	20	
y9	ТК11-1	26,1	0,1	0,1	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	26,95	-26,92	9,286	8,226	18,491	18,445	1,018	-1,017	1206,22	512,53	94,81	94,77	79,05	79,03	20	
ТК11-1	Центральная 4	5,45	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	11,37	-11,36	8,226	7,957	22,434	22,4	0,892	-0,891	213,26	93,96	94,77	94,75	83,79	83,78	20	
ТК11-1	y3	54,76	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	15,58	-15,56	8,226	3,167	42,056	41,928	1,222	-1,221	2142,79	899,04	94,77	94,63	75,65	75,6	20	
y3	Центральная 135	22,94	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	7,17	-7,16	3,167	2,716	8,952	8,928	0,562	-0,561	878,79	378,07	94,63	94,51	76,41	76,35	20	
y3	ТК11-2	23,04	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	8,41	-8,40	3,167	2,544	12,32	12,282	0,66	-0,659	882,63	376,76	94,63	94,53	75,1	75,06	20	
ТК33	Центральная 3	17,86	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	11,44	-11,43	7,701	6,81	22,715	22,677	0,897	-0,897	711,27	304,77	94,32	94,26	82,51	82,48	20	
ТК11-2	Центральная 2А	73,32	0,07	0,07	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	1,67	-1,66	2,544	2,463	0,5	0,498	0,131	-0,13	2797,55	1180	94,53	92,85	74,19	73,48	20	
ТК11	ТК6	96,96	0,25	0,25	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	226,12	-225,8	14,946	12,832	9,928	9,896	1,334	-1,331	7598,23	3260,84	94,9	94,87	78,43	78,41	20	
ТК6	ТК7	12,04	0,08	0,08	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	22,37	-22,34	14,946	13,831	42,153	42,032	1,334	-1,332	509,1	214,9	94,9	94,88	75,67	75,66	20	
ТК7	Центральная 11	17,97	0,04	0,04	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	8,63	-8,62	13,831	3,041	273,266	272,596	2,168	-2,166	512,69	222,21	94,88	94,82	77,59	77,56	20	
ТК7	ТК8	31,18	0,08	0,08	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	13,74	-13,72	13,831	12,739	15,945	15,896	0,819	-0,818	1298,57	552,32	94,88	94,78	74,51	74,47	20	
ТК8	Центральная 11А	16,27	0,04	0,04	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	8,26	-8,25	12,739	3,791	250,275	249,726	2,075	-2,073	460,67	203	94,78	94,73	79,19	79,16	20	
ТК8	Центральная 11Б	58,78	0,04	0,04	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	4,97	-4,96	12,739	1,009	90,904	90,509	1,249	-1,247	1664,32	675,62	94,78	94,45	66,2	66,07	20	
ТК8	ТК9	42,54	0,04	0,04	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	0,50	-0,50	12,739	12,649	0,969	0,966	0,126	-0,126	1204,49	534,34	94,78	92,39	82,66	81,59	20	
ТК9	Магазин	14,19	0,04	0,04	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	0,50	-0,50	12,649	12,618	0,968	0,967	0,126	-0,126	415,89	177,74	92,39	91,56	83,01	82,66	20	
ТК6	ТК3	162,71	0,25	0,25	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	248,50	-248,1	19,229	14,946	11,985	11,945	1,466	-1,463	12802,38	5464,59	94,95	94,9	78,16	78,14	20	
ТК3	Сельская администрация	10,05	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	10,14	-10,13	19,229	16,783	110,704	110,587	1,596	-1,595	348,06	156,63	94,95	94,92	87,24	87,23	20	
ТК3	Агрофирма (Школьная 1В)	24,73	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	10,24	-10,23	19,229	13,095	112,817	112,68	1,611	-1,61	856,48	383,09	94,95	94,87	86,22	86,18	20	
ТК3	y1	67,09	0,25	0,25	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	268,89	-268,4	21,296	19,229	14,028	13,979	1,586	-1,583	5279,14	2262,34	94,97	94,95	78,79	78,78	20	
ТК2	ТК1	12,25	0,25	0,25	1	1	1,1	надзем.	1,2	мин. вата	304,33	-303,8	23,383	22,9	17,961	17,892	1,795	-1,791	1252,42	1161,96	94,99	94,99	79,02	79,02	20	
ТК1	"Новобурино"	15,65	0,25	0,25	1	1	1,1	надзем.	1,2	мин. вата	304,33	-303,8	24	23,383	17,961	17,892	1,795	-1,791	1600,09	1484,41	95	94,99	79,02	79,01	20	
ТК2	y5	40,56	0,2	0,2	1	1	1,1	надзем.	1,2	мин. вата	35,42	-35,34	22,9	22,828	0,806	0,803	0,328	-0,327	3581,58	3359,75	94,99	94,89	81,04	80,95	20	
y5	Пекарня	7,56	0,04	0,04	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	11,53	-11,53	22,828	14,726	487,388	486,846	2,897	-2,895	222,74	98,62	94,89	94,87	86,7	86,69	20	
y5	y6	11,51	0,2	0,2	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	23,89	-23,82	22,828	22,819	0,37	0,368	0,221	-0,22	798,64	336,75	94,89	94,86	78,33	78,31	20	
y6	ТК51	23,98	0,04	0,04	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	0,84	-0,84	22,819	22,678	2,665	2,661	0,211	-0,211	695,11	311,95	94,86	94,03	87,06	86,69	20	
ТК51	Мастерские	7,71	0,04	0,04	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	0,84	-0,84	22,678	22,633	2,664	2,662	0,211	-0,211	234,03	100,21	94,03	93,75	87,18	87,06	20	
y6	ТК50	16,87	0,2	0,2	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	23,05	-22,98	22,819	22,806	0,345	0,343	0,213	-0,213	1151,65	492,58	94,86	94,81	78,04	78,02	20	
ТК50	ТК53	82,44	0,2	0,2	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	23,04	-22,98	22,806	22,743	0,345	0,343	0,213	-0,213	5616,65	2405,14	94,81	94,56	78,15	78,04	20	
ТК53	Дом престарелых	25,48	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	13,41	-13,41	22,743	11,898	193,604	193,36	2,112	-2,111	877,03	392,2	94,56	94,5	85,47	85,45	20	
ТК53	ТК54	160,41	0,2	0,2	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	9,62	-9,58	22,743	22,722	0,062	0,062	0,089	-0,089	10919,68	4374,87	94,56	93,43	68,39	67,93	20	
ТК55	ТК56	11,53	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	8,97	-8,96	13,264	11,067	86,742	86,421	1,413	-1,41	370,8	158,87	93,28	93,24	68,45	68,43	20	
ТК56	Буринская СОШ	15,02	0,04	0,04	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	8,97	-8,96	11,067	1,331	295,206	294,117	2,254	-2,25	405,53	173,77	93,24	93,2	68,47	68,45	20	
ТК55	Кафе (Спортивная 2)	238,06	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	0,64	-0,64	13,264	13,021	0,464	0,461	0,101	-0,1	7656	3138,77	93,28	81,3	73,66	68,73	20	
ТК54	ТК55	43,29	0,05	0,05	1	1	1,1	подзем. кан.	1,2	мин. вата	9,61	-9,59	22,722	13,264	99,51	99,107	1,513	-1,51	1392,94	596,66	93,43	93,28	68,45	68,39	20	
y1	ТК2	52,05	0,25	0,25	1	1	1,1	надзем.	1,2	мин. вата	268,90	-268,4	22,9	21,296	14,029	13,978	1,586	-1,583	5321,32	4926,66	94,99	94,97	78,78	78,77	20	

Таблица 50 Результаты конструкторского расчета системы теплоснабжения СЦТ «Новобурино».

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Диаметр подающего тр-да (конструкторский), м	Диаметр обратного тр-да (конструкторский), м
Котельная	ТК1	15	0,259	0,3	0,3
ТК1	ТК2	15	0,259	0,35	0,35
ТК2	ТК50-1	43	0,207	0,125	0,125
ТК50-1	Пекарня	5	0,05	0,07	0,07
ТК50-1	ТК50-2	5	0,207	0,125	0,125
ТК50-2	ТК50	5	0,207	0,1	0,1
ТК50-2	ТК51	15	0,05	0,07	0,07
ТК51	Мастерская эл.цеха	5	0,05	0,07	0,07
ТК50	ТК53	90	0,207	0,1	0,1
ТК53	ТК54	195	0,207	0,08	0,08
ТК54	ТК55	40	0,05	0,08	0,08
ТК55	ТК56	5	0,05	0,07	0,07
ТК56	Школа	80	0,04	0,07	0,07
ТК56	Теплица	20	0,05	0,05	0,05
ТК2	ТК3	123	0,259	0,35	0,35
ТК3	Сельсовет	5	0,05	0,05	0,05
ТК3	Агрофирма	10	0,05	0,05	0,05
ТК3	ТК6	156	0,259	0,35	0,35
ТК6	ТК7	5	0,082	0,1	0,1
ТК7	ТК8	24	0,082	0,08	0,08
ТК8	ЖД	61	0,04	0,07	0,07
ТК8	ТК9	45	0,05	0,05	0,05
ТК9	Магазин	5	0,05	0,05	0,05
ТК8	ЖД	21	0,04	0,07	0,07
ТК7	ЖД	21	0,05	0,07	0,07
ТК6	ТК11	104	0,259	0,3	0,3
ТК11	ЖД	5	0,069	0,07	0,07
ТК11		80	0,1	0,125	0,125
ТК11-1	ЖД	5	0,069	0,07	0,07
ТК11-1		50	0,069	0,1	0,1
ТК11-2	ЖД	5	0,069	0,07	0,07
ТК11-2	ЖД	90	0,069	0,07	0,07
ТК11	ТК16	40	0,259	0,3	0,3
ТК16	ТК17	5	0,1	0,125	0,125
ТК17	ЖД	25	0,05	0,07	0,07
ТК17	ТК18	42	0,1	0,125	0,125
ТК18	ЖД	55	0,082	0,07	0,07
ТК18	ЖД	25	0,04	0,07	0,07
ТК18	ТК20	55	0,082	0,08	0,08
ТК20	ЖД	25	0,05	0,07	0,07
ТК20	Детский сад №20	53	0,082	0,05	0,05
ТК16	ТК22	104	0,259	0,25	0,25
ТК22	ЖД	5	0,069	0,07	0,07
ТК22	ТК23	40	0,259	0,25	0,25
ТК23	ТК24	40	0,207	0,08	0,08
ТК24	ЖД	30	0,069	0,07	0,07
ТК24	ТК25	40	0,207	0,07	0,07
ТК25	ЖД	30	0,069	0,07	0,07
ТК23	ТК30	5	0,269	0,25	0,25



Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Диаметр подающего тр-да (конструкторский), м	Диаметр обратного тр-да (конструкторский), м
ТК30	ТК31	53	0,125	0,125	0,125
ТК31	ЖД	40	0,069	0,07	0,07
ТК31	ТК32	77	0,125	0,125	0,125
ТК32	ЖД	40	0,069	0,07	0,07
ТК32	ТК33	57	0,125	0,07	0,07
ТК33	ЖД	40	0,069	0,07	0,07
ТК33	ТК34	130	0,069	0,08	0,08
ТК34		30	0,033	0,05	0,05
ТК34	Больница	30	0,033	0,05	0,05
ТК34	Прачечная	50	0,033	0,05	0,05
ТК30	ТК131	100	0,125	0,175	0,175
ТК131	Дворец культуры	50	0,05	0,05	0,05
ТК131	ТК128	30	0,125	0,175	0,175
ТК128	ТК129	15	0,069	0,08	0,08
ТК129	ЖД	5	0,05	0,07	0,07
ТК129	ЖД	30	0,05	0,07	0,07
ТК128	ТК124	120	0,125	0,15	0,15
ТК124	ТК124-1	30	0,069	0,08	0,08
ТК124-1	ЖД	5	0,05	0,07	0,07
ТК124-1	ТК26	70	0,069	0,07	0,07
ТК26	ЖД	20	0,069	0,07	0,07
ТК124	ТК117	70	0,125	0,125	0,125
ТК117	ТК116	20	0,125	0,07	0,07
ТК116	ЖД	20	0,069	0,07	0,07
ТК117	ТК118	40	0,069	0,125	0,125
ТК118	ЖД	25	0,05	0,07	0,07
ТК118	ТК119	100	0,069	0,1	0,1
ТК119	ТК119-1	15	0,069	0,1	0,1
ТК119-1	ЖД	5	0,05	0,07	0,07
ТК119-1	ТК120	15	0,069	0,08	0,08
ТК120	ТК-121	50	0,069	0,08	0,08
ТК-121	ТК121-1	15	0,069	0,08	0,08
ТК121-1	ЖД	5	0,05	0,07	0,07
ТК121-1	ТК122	15	0,069	0,07	0,07
ТК122	ТК123	55	0,069	0,07	0,07
ТК123	ЖД	10	0,069	0,07	0,07
ТК	Больница	5	0,069	0,08	0,08
ТК	ТК32	150	0,069	0,08	0,08
ТК	ТК11-2	20	0,069	0,08	0,08
ТК	ЖД	15	0,07	0,07	0,07
ТК	ТК11-1	80	0,1	0,125	0,125
ТК	ЖД	15	0,069	0,07	0,07
ТК55	Кафе	282	0,05	0,05	0,05
ТК53	Дом престарелых	10	0,069	0,07	0,07

## Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

**Таблица 51 Результаты расчета нормативных потерь тепловой энергии СЦТ «Новобурино».**

Название	Число часов работы сети	Температура наружного воздуха, °С	Температура подающего, °С	Температура обратного, °С	Потери тепла подающего, Гкал	Потери тепла обратного, Гкал	Расход на утечки из подающего, т	Потери тепла от утечек из подающего, Гкал	Расход на утечки из обратного, т	Потери тепла от утечек из обратного, Гкал	Расход на утечки у потребителей, т	Потери тепла от утечек у потребителей, Гкал
Январь	744	-15,1	72,4	56,2	106,88	86,95	109,73	7,94	110,71	6,22	171,32	11,02
Февраль	672	-13	69,8	54,5	91,35	74,35	99,26	6,93	100,08	5,45	154,74	9,62
Март	744	-6	60,9	48,8	81,72	66,83	110,44	6,73	111,11	5,42	171,32	9,4
Апрель	720	4	47,3	39,9	51,19	42,37	107,59	5,09	107,92	4,31	165,79	7,23
Май	744	11	37	32,8	31,76	26,59	111,64	4,13	111,81	3,67	171,32	5,98
Июнь	720	17	26,9	25,5	11,7	10,03	108,4	2,92	108,44	2,77	165,79	4,34
Июль	744	18	24,9	24	8,43	7,32	112,07	2,79	112,1	2,69	171,32	4,19
Август	744	16,3	28,2	26,5	14,54	12,44	111,97	3,16	112,02	2,97	171,32	4,69
Сентябрь	720	10,8	37,3	33	31,33	26,2	108,03	4,03	108,19	3,57	165,79	5,83
Октябрь	744	2,8	49	41	56,43	46,59	111,1	5,44	111,47	4,57	171,32	7,71
Ноябрь	720	-6	60,9	48,8	79,08	64,68	106,88	6,51	107,52	5,25	165,79	9,09
Декабрь	744	-12	68,5	53,7	98,33	80,12	109,98	7,53	110,85	5,95	171,32	10,47
<b>Итого:</b>					<b>662,75</b>	<b>544,47</b>	<b>1307,1</b>	<b>63,2</b>	<b>1312,23</b>	<b>52,84</b>	<b>2017,12</b>	<b>89,55</b>

**Таблица 52 Результаты конструкторского расчета системы теплоснабжения СЦТ «Новобурино».**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Диаметр подающего тр-да (конструкторский), м	Диаметр обратного тр-да (конструкторский), м
Котельная	ТК1	15	0,259	0,3	0,3
ТК1	ТК2	15	0,259	0,35	0,35
ТК2	ТК50-1	43	0,207	0,125	0,125
ТК50-1	Пекарня	5	0,05	0,07	0,07
ТК50-1	ТК50-2	5	0,207	0,125	0,125
ТК50-2	ТК50	5	0,207	0,1	0,1
ТК50-2	ТК51	15	0,05	0,07	0,07

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Диаметр подающего тр-да (конструкторский), м	Диаметр обратного тр-да (конструкторский), м
TK51	Мастерская эл.цеха	5	0,05	0,07	0,07
TK50	TK53	90	0,207	0,1	0,1
TK53	TK54	195	0,207	0,08	0,08
TK54	TK55	40	0,05	0,08	0,08
TK55	TK56	5	0,05	0,07	0,07
TK56	Школа	80	0,04	0,07	0,07
TK56	Теплица	20	0,05	0,05	0,05
TK2	TK3	123	0,259	0,35	0,35
TK3	Сельсовет	5	0,05	0,05	0,05
TK3	Агрофирма	10	0,05	0,05	0,05
TK3	TK6	156	0,259	0,35	0,35
TK6	TK7	5	0,082	0,1	0,1
TK7	TK8	24	0,082	0,08	0,08
TK8	ЖД	61	0,04	0,07	0,07
TK8	TK9	45	0,05	0,05	0,05
TK9	Магазин	5	0,05	0,05	0,05
TK8	ЖД	21	0,04	0,07	0,07
TK7	ЖД	21	0,05	0,07	0,07
TK6	TK11	104	0,259	0,3	0,3
TK11	ЖД	5	0,069	0,07	0,07
TK11		80	0,1	0,125	0,125
TK11-1	ЖД	5	0,069	0,07	0,07
TK11-1		50	0,069	0,1	0,1
TK11-2	ЖД	5	0,069	0,07	0,07
TK11-2	ЖД	90	0,069	0,07	0,07
TK11	TK16	40	0,259	0,3	0,3
TK16	TK17	5	0,1	0,125	0,125
TK17	ЖД	25	0,05	0,07	0,07
TK17	TK18	42	0,1	0,125	0,125
TK18	ЖД	55	0,082	0,07	0,07
TK18	ЖД	25	0,04	0,07	0,07

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Диаметр подающего тр-да (конструкторский), м	Диаметр обратного тр-да (конструкторский), м
TK18	TK20	55	0,082	0,08	0,08
TK20	ЖД	25	0,05	0,07	0,07
TK20	Детский сад №20	53	0,082	0,05	0,05
TK16	TK22	104	0,259	0,25	0,25
TK22	ЖД	5	0,069	0,07	0,07
TK22	TK23	40	0,259	0,25	0,25
TK23	TK24	40	0,207	0,08	0,08
TK24	ЖД	30	0,069	0,07	0,07
TK24	TK25	40	0,207	0,07	0,07
TK25	ЖД	30	0,069	0,07	0,07
TK23	TK30	5	0,269	0,25	0,25
TK30	TK31	53	0,125	0,125	0,125
TK31	ЖД	40	0,069	0,07	0,07
TK31	TK32	77	0,125	0,125	0,125
TK32	ЖД	40	0,069	0,07	0,07
TK32	TK33	57	0,125	0,07	0,07
TK33	ЖД	40	0,069	0,07	0,07
TK33	TK34	130	0,069	0,08	0,08
TK34		30	0,033	0,05	0,05
TK34	Больница	30	0,033	0,05	0,05
TK34	Прачечная	50	0,033	0,05	0,05
TK30	TK131	100	0,125	0,175	0,175
TK131	Дворец культуры	50	0,05	0,05	0,05
TK131	TK128	30	0,125	0,175	0,175
TK128	TK129	15	0,069	0,08	0,08
TK129	ЖД	5	0,05	0,07	0,07
TK129	ЖД	30	0,05	0,07	0,07
TK128	TK124	120	0,125	0,15	0,15
TK124	TK124-1	30	0,069	0,08	0,08
TK124-1	ЖД	5	0,05	0,07	0,07
TK124-1	TK26	70	0,069	0,07	0,07

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Диаметр подающего тр-да (конструкторский), м	Диаметр обратного тр-да (конструкторский), м
TK26	ЖД	20	0,069	0,07	0,07
TK124	TK117	70	0,125	0,125	0,125
TK117	TK116	20	0,125	0,07	0,07
TK116	ЖД	20	0,069	0,07	0,07
TK117	TK118	40	0,069	0,125	0,125
TK118	ЖД	25	0,05	0,07	0,07
TK118	TK119	100	0,069	0,1	0,1
TK119	TK119-1	15	0,069	0,1	0,1
TK119-1	ЖД	5	0,05	0,07	0,07
TK119-1	TK120	15	0,069	0,08	0,08
TK120	TK-121	50	0,069	0,08	0,08
TK-121	TK121-1	15	0,069	0,08	0,08
TK121-1	ЖД	5	0,05	0,07	0,07
TK121-1	TK122	15	0,069	0,07	0,07
TK122	TK123	55	0,069	0,07	0,07
TK123	ЖД	10	0,069	0,07	0,07
TK	Больница	5	0,069	0,08	0,08
TK	TK32	150	0,069	0,08	0,08
TK	TK11-2	20	0,069	0,08	0,08
TK	ЖД	15	0,07	0,07	0,07
TK	TK11-1	80	0,1	0,125	0,125
TK	ЖД	15	0,069	0,07	0,07
TK55	Кафе	282	0,05	0,05	0,05
TK53	Дом престарелых	10	0,069	0,07	0,07

## **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 2034г. приведены в таблице 53.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки до 2034г. составлены с учётом положений Главы 5, предложений, проектов (мероприятий) по развитию системы теплоснабжения поселения предусмотренных Главами 7 и 8.

**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**

Результаты поверочного гидравлического расчёта и краткие оценочные выводы по текущему гидравлическому режиму сетей теплоснабжения приведены в части 3.12.

На перспективу до 2034г. прирост тепловых нагрузок в зонах действия СЦТ Буринского СП не ожидается.

**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 2034 отражены в таблице 53.

Дефицита мощности в существующих системах теплоснабжения до 2034 года не ожидается.

**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.**

Изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения нет.



**Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП**

**Таблица 53 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «Новобурино».**

№пп	Показатели баланса тепловой мощности	Ед. изм.	Формула для расчёта	2023	2024	2025	2026	2027	2030	2034
1	УТМ	ГКал/час		5,4	5,4	5,4	7,2	7,2	7,2	7,2
2	Средневзвешенный срок службы котлов (по РТМ)	лет	$\frac{\sum \text{срок службы} \cdot \text{РТМ}}{\sum \text{РТМ}}$	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	15,0	19,0
3	РТМ	ГКал/час		5,4	5,4	5,4	7,2	7,2	7,2	7,2
4	Потери УТМ	%	$((n1-n3)/n1) \times 100$	0	0	0	0	0	0	0
5	Собственные нужды	ГКал/час		0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
6	Хозяйственные нужды	ГКал/час								
7	РТМ на коллекторах котельной	ГКал/час	n3-n5-n6	5,309	5,309	5,309	7,115	7,115	7,115	7,115
8	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	ГКал/час		0,261	0,261	0,261	0,237	0,213	0,237	0,237
9	РТМ на стороне потребителя	ГКал/час	n7-n8	5,047	5,047	5,047	6,878	6,902	6,878	6,878
10	Присоединенная расчётная тепловая нагрузка	ГКал/час	n10.1+n10.2+n10.3	3,959	3,959	3,959	3,959	3,959	4,184	4,184
10.1	отопление и вентиляция	ГКал/час		3,959	3,959	3,959	3,959	3,959	3,959	3,959
10.2	на нужды ГВС (ср. в сут. макс. потребл.)	ГКал/час		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,225	0,225
10.3	технология	ГКал/час		0,000	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	n3-n13	1,088	1,088	1,088	2,919	2,943	2,110	2,110
12	Необходимая РТМ без учёта резерва.	ГКал/час		4,329	4,329	4,329	4,304	4,280	5,113	5,113
<b>Примечание</b>				<b>Строительство газовой котельной мощностью 7,2Гкал/ч в 2025г.</b>						

## **Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения.**

### **Часть 5.1 Основные принципы развития систем теплоснабжения Буринского СП.**

При развитии системы теплоснабжения Буринского 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 потребителю, в том числе, перевод индивидуальных жилых домов и одиночных потребителей на индивидуальное (автономное) теплоснабжение;
4. унификация оборудования, что позволяет снизить складской резерв запасных частей;
5. разумное повышение коэффициента использования установленной мощности основного теплотехнического оборудования;
6. автоматизация, роботизация и диспетчеризация котельных (создание единого диспетчерского центра для дистанционного мониторинга работы объектов коммунальной инфраструктуры);
7. использование наилучших доступных технологий;
8. внедрение оборудования с высоким классом энергоэффективности;
9. 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 Буринского сельского поселения Кунашакского района на 2019-2034гг. разработана в 2018г. и утверждена Решением Собрании депутатов Кунашакского района Челябинской области от 19.12.2018г. №204.

Актуализированная на 2022г. схема теплоснабжения утверждена Решением Собрании депутатов Кунашакского района Челябинской области от 17.08.2021г. №89.

Актуализированная на 2023г. схема теплоснабжения утверждена Постановлением Администрации Кунашакского района Челябинской области от 28.06.2022г. №901.

Для систем теплоснабжения Буринского СП на данном этапе рассмотрен один вариант их перспективного развития. Существенных изменений при актуализации схемы теплоснабжения на 2024г. относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения Буринского СП нет.

Предложения по перспективной величине УТМ котельных СЦТ Буринского СП на основании данных таблицы 53 представлены в таблице 56.

В рамках перспективного развития системы теплоснабжения Буринского СП предлагается:

- Учитывая неудовлетворительное техническое состояние оборудования и здания существующей котельной предлагается строительство в с. Новобурино новой автоматической газовой блочно-модульной котельной мощностью 7,2Гкал/ч.
- Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ «Новобурино».
- Техническое перевооружение наружных сетей теплоснабжения протяженностью порядка 7,9 км в двухтрубном исчислении.
- Организация круглогодичного централизованного ГВС для МКД в с. Новобурино путём установки в домах индивидуальных тепловых пунктов (ИТП).

Администрациям Буринского СП и Кунашакского МР рекомендуется изучить мнение жителей на предложение по организации централизованного ГВС для жителей МКД в с. Новобурино.

### **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 2034г. ни одно из вышеперечисленных предложений для СЦТ Буринского СП не рассматриваются. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития СЦТ Буринского 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 Буринского 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 Буринского 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» (см. [26]): 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» (см. [14]) объём перспективных систем теплоснабжения ( $V_{тс}$ ) принимаем равным 65 м<sup>3</sup> на 1МВт (или 75,6м<sup>3</sup> на 1Гкал/ч) расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения.

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя по каждой СЦТ приведена в таблице 54 (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:

$$G=0,0025 \cdot V_{тс} + G_m, \text{ м}^3/\text{ч}$$

где  $G_m$  – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру участка тепловой сети (см. таблицу 3 в [14]), м<sup>3</sup>/ч

Сведения о фактическом часовом расходе подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии за 2020, 2021 и 2022гг., а также нормативный часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии приведён в таблице 54.

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 54.

**Таблица 54** 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	2034
1	присоединённая нагрузка	Гкал/ч	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
2	объём системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	299	299	299	299	299	299	299
3	нормативные утечки	м. куб./ч	0,54	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	4,73
5	максимальная производительность СХВП (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	1,62	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	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99
7	нужды ГВС	тыс/м. куб./год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27,14	27,14
8	Примечание	Строительство газовой котельной мощностью 7,2Гкал/ч в 2025г.							



## 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. 12):

- 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.

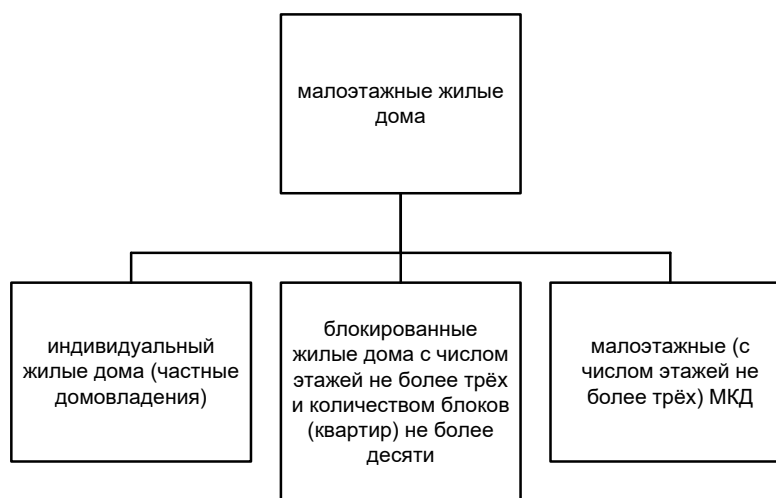


Рисунок 12 Виды малоэтажных домов.

#### 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 Буринского 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, вышеуказанные технические ограничения, высокую плотность жилищной многоквартирной застройки, а также несовершенство в законодательстве, теплоснабжение МКД в Буринском 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).

По состоянию на апрель 2023г. в с. Новобурино нет индивидуальных жилых домов и одноэтажных блокированных жилых домов (таун-хаусов), подключенных к СЦТ.

### **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 Буринского 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 Буринского 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 Буринского СП, 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 Буринского 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 ГПГ (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 ГПГ (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 источников тепловой энергии на территории Буринского 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 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 Буринского 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 Буринского 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 2034г. 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 55.

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 МУП «Балык» для населения в первом полугодии 2022 года составляет  $T_{\text{тэ}} = 1774,22$  руб/Гкал (см. таблицу 36).

Тариф на газ для населения (отопление, горячее водоснабжение и приготовление пищи) составляет на первое полугодие 2022 года  $T_{\text{г}} = 5,15$  руб/м<sup>3</sup>.

Стоимость берёзовых дров  $T_{\text{д}} = 2,0$  тыс.руб/м<sup>3</sup>. Плотность 0,5т/м<sup>3</sup>.

1тыс.кВт·ч электрической энергии эквивалентна 0,123 тоннам условного топлива или 1т.у.т. = 8, 13тыс.кВтч

1тыс.м<sup>3</sup> природного газа равна 1,154 тоннам условного топлива или 1т.у.т. = 0,87тыс. м<sup>3</sup>

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 1м<sup>2</sup> площади индивидуального жилого дома  $H_g=0,1572$  Гкал/год (из таблицы 43).

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	$Стуг = 0,87 \cdot T_g \cdot 1000 = 0,87 \cdot 5,15 \cdot 1000 =$	4480,5 руб
1т.у.т. по электрической энергии (село)	$Стугэ = 8,13 \cdot Tэс \cdot 1000 = 8,13 \cdot 2,43 \cdot 1000 =$	19756 руб
1т.у.т. по дрова	$Студ = 3,33 \cdot T_d \cdot 1000 = 3,33 \cdot 4 \cdot 1000 =$	13320 руб

Рассмотрим четыре варианта отопления квартиры площадью 60м<sup>2</sup>: 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  $S=60$ м<sup>2</sup> в двухэтажном МКД или ИЖД –  $Q = S \cdot H_g = 60 \cdot 0,1572 = 9,432$  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:

$$Vэ = Q \cdot 0,14286 / КПДэ = 9,432 \cdot 0,14286 / 1 = 1,40 \text{ т.у.т}$$

Расход условного топлива за год при отоплении с использованием газового котла:

$$Vг = Q \cdot 0,14286 / КПДг = 9,432 \cdot 0,14286 / 0,85 = 1,65 \text{ т.у.т}$$

Расход условного топлива за год при отоплении с использованием твёрдотопливного дровяного котла:

$$Vд = Q \cdot 0,14286 / КПДд = 9,432 \cdot 0,14286 / 0,7 = 2,00 \text{ т.у.т}$$

Финансовые затраты на отопление с использованием электродкотла для сельской местности:

$$Зэ = Vэ \cdot Стугэ = 1,40 \cdot 19756 = 27658 \text{ рублей в год}$$

Финансовые затраты на отопление с использованием газового котла:

$$Зг = Vг \cdot Стуг = 1,65 \cdot 4480,5 = 7392,82 \text{ рублей в год}$$

Финансовые затраты на отопление с использованием твёрдотопливного дровяного котла:

$$Зд = Vд \cdot Студ = 2,0 \cdot 13320 = 26640 \text{ рублей в год}$$

Финансовые затраты на отопление от СЦТ при тарифе на тепловую энергию  $Tтэ = 1774,22$ руб/Гкал составят:  $Зтэ = Q \cdot Tтэ = 16734$  рублей в год.

Результаты расчётов затрат на отопление при различных вариантах организации теплоснабжения приведены в таблице 55.

Применительно к индивидуальным жилым домам и домам блокированной застройки из таблицы 55 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.

В с. Новобурино нет индивидуальных жилых домов и одноэтажных блокированных жилых домов (таун-хаусов), подключенных к СЦТ.

## Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

**Таблица 55 Варианты организации теплоснабжения малоэтажных жилых домов.**

Вариант отопления	Финансовые затраты на отопление квартиры площадью 60м.кв. тыс.руб в год	Коэффициент, отражающий разницу в затратах по сравнению с отоплением по варианту с использованием индивидуального газового котла, у.е.	Первоначальны е 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.	Дешёвый способ отопления. Одна Гкал стоит около 783 рублей.	Необходим одновременный переход всех квартир в МКД на поквартирное теплоснабжение. Отсутствует резервный источник теплоснабжения. Не отработан механизм распределения затрат на отопление общедомовых площадей. Высока вероятность умышленного обогрева 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 утечек и взрыва газа. Требуется квалифицированное обслуживание котлового оборудования.
Теплоснабжение от индивидуального электрического теплогенератора при тарифах для сельских населённых пунктов.	27,658	3,74	20,00		Не требует больших первоначальных затрат. Сроки реализации не значительны. Относительно безопасный способ отопления.		Очень дорогой способ отопления. Одна Гкал стоит около 2932рублей. При массовом переходе на электроотопление потребуется 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. Отработаны механизмы распределения затрат на отопление общедомовых площадей.	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: ПП РФ №1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения"; ФЗ№115 "О концессионных соглашениях"; Жилищный Кодекс РФ.	В соответствии с п. 3.4 в СП 41-104-2000 "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 тарифах (категория: "прочие")	зависят от способа реализации	–	зависят от способа реализации		Сроки реализации не значительны. Относительно безопасный способ отопления.		При массовом переходе на электроотопление потребуется многократное увеличение мощности электросетей. Способ отопления является крайне неэффективным с точки зрения рационального использования ТЭР.
Централизованное теплоснабжение при тарифе Ттэ2=1774,22руб/Гкал (МУП "Балык" за 1-ое полугодие 2022г)	16,734	2,26	0,00				

**Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП**

Вариант отопления	Финансовые затраты на отопление квартиры площадью 60м.кв. 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
<b>Индивидуальные жилые дома и "таун-хаусы"</b>					
Теплоснабжение от индивидуального (поквартирного) газового теплогенератора.	7,393	1,00	120,00	<p>Качественное теплоснабжение. Возможность регулирования температуры. Реализация качественного горячего водоснабжения.</p> <p>Дешёвый способ отопления. Одна Гкал стоит около 700 рублей.</p>	Значительные первоначальные затраты финансовых средств и времени. Существует опасность утечек и взрыва газа. Требуется квалифицированное обслуживание котлового оборудования.
Теплоснабжение от индивидуального электрического теплогенератора при тарифах для сельских населённых пунктов.	27,658	3,74	20,00	<p>Не требует больших первоначальных затрат. Сроки реализации не значительны. Относительно безопасный способ отопления.</p>	Очень дорогой способ отопления. Одна Гкал стоит около 2932 рублей. При массовом переходе на электроотопление потребуется многократное увеличение мощности электросетей. Способ отопления является крайне неэффективным с точки зрения рационального использования ТЭР.
Теплоснабжение от индивидуального твёрдотопливного 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. Котёл и запасы топлива занимают значительную площадь. Значительные затраты сил и времени для загрузки топлива.
Централизованное теплоснабжение при тарифе Ттэ2=1774,22руб/Гкал (МУП "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 таблице 53. 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 Буринского 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 Буринского СП можно отнести дрова, отходы деревообрабатывающей промышленности и топливные брикеты (пеллеты), производимые из них.

По состоянию на 2023 год на территории Буринского 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 2034 года нецелесообразно по следующим причинам:

- В Буринском 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 Буринского 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 Буринского 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:

$$T_i^{\text{кп,нп}} = \frac{\text{НВВ}_i^{\text{отз}} + \Delta\text{НВВ}_i^{\text{отз}}}{Q_i + \Delta Q_i^{\text{нп}}} + \frac{\text{НВВ}_i^{\text{пер}} + \Delta\text{НВВ}_i^{\text{пер}}}{Q_i^c + \Delta Q_i^{\text{снп}}}, \text{ руб./Гкал}; \quad (7.15.4)$$

$\Delta\text{НВВ}_i^{\text{отз}}$  - 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 Буринского СП.

Описание ТБМ представлено в Главе 14. Описание ЭМ представлено в Главе 3.

Определение РЭТ для СЦТ Буринского СП на данном этапе не требуется.

Существующая зона действия СЦТ «Новобурино» приведена на рис. 2.

После реализации предложений, предусмотренных схемой теплоснабжения, зона действия и зона эффективного теплоснабжения СЦТ «Новобурино» к 2034г. не изменятся и будут иметь вид, как указано на рис. 2.

**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.**

На данном этапе к СЦТ «Новобурино» присоединение перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью не планируется.

**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 Буринского 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 2034г. не ожидается.

**Часть 7.20 Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.**

На котельной СЦТ «Новобурино» в качестве основного топлива используется 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.**

Учитывая неудовлетворительное техническое состояния оборудования и здания существующей котельной предлагается строительство в с. Новобурино новой автоматической газовой блочно-модульной котельной мощностью 7,2Гкал/ч. После ввода в эксплуатацию в с. Новобурино новой автоматической газовой блочно-модульной котельной мощностью 7,2Гкал/ч существующую котельную рекомендуется ликвидировать.

При строительстве новой газовой котельной в качестве аварийного (резервного) топлива следует предусмотреть дизельное топливо. В новой котельной присоединение котлов к сети теплоснабжения необходимо предусмотреть по не зависимой схеме (двухконтурная система).

При строительстве новой газовой котельной 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.

Предложение по перспективной величине УТМ котельной СЦТ «Новобурино» с рекомендованным сроком изменения мощности приведено в таблице 56.

**Таблица 56 Предложения по величине УТМ источников тепловой энергии СЦТ Буринского 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 «Новобурино»	5,42	7,2	2024-2025	Строительство новой котельной.	мощность указан с учётом организации системы ГВС

Строительство источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку, предусмотренную генеральным планом, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии на данном этапе не требуется.

Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих существующую и перспективную тепловую нагрузку на освоенных территориях Буринского СП, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии отсутствуют.

Реконструкция и техническое перевооружение существующих источников тепловой энергии, обеспечивающих существующую и перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии и с целью повышения надёжности и эффективности работы систем теплоснабжения не целесообразно.



Предложения по существующим котельным, которые рекомендуется сохранить как источники (системы) децентрализованного теплоснабжения отсутствуют.

Перспективная зона действия котельной СЦТ «Новобурино» к 2034г. не изменится и будет иметь вид, как это отражено на рис.2.

Таблица 57 Предложения по 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 (Московская область) к ценам Челябинской области	Оценочная стоимость реализации проекта в ценах 2023г, млн.руб (без НДС)	
			описание измерителя	ед. изм.	значение					
A1	Строительство автоматической блочно-модульной газовой котельной мощностью 7,2Гкал/ч в с. Новобурино.	Предусмотреть: двухконтурную тепловую схему с установкой водоводяных теплообменников; горячее водоснабжение.	мощность	МВт	8,4	НСЦ 81-02-19-2023 расценка 19-02-001-03	8,003	0,850	57,14	с

## **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).**

Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности, не требуется.

### **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.**

Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения на данном этапе не требуется.

### **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 на данном этапе 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 существующей СЦТ «Новобурино» функционирует один источник тепловой энергии. Мероприятия по переводу котельной 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. Строительство новой газовой котельной мощностью 7,2 Гкал/ч в с. Новобурино предлагается на площадке существующей котельной.

Износ сетей теплоснабжения оценивается на уровне 80%. Теплоизоляция на надземных участках теплосетей частично отсутствует и находится в ветхом состоянии.

Конструкторский теплогидравлический расчёт с использованием ЭМ показал, что диаметры теплопроводов по конструкторскому расчёту отличаются от фактических диаметров (см. табл. 50).

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.

Перечень участков сетей теплоснабжения СЦТ «Новобурино» и результаты поверочного гидравлического расчёта приведены в таблице 49. В таблице 49 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. 13 (ист. Журнал «Новости теплоснабжения» № 1, 2005 г.).

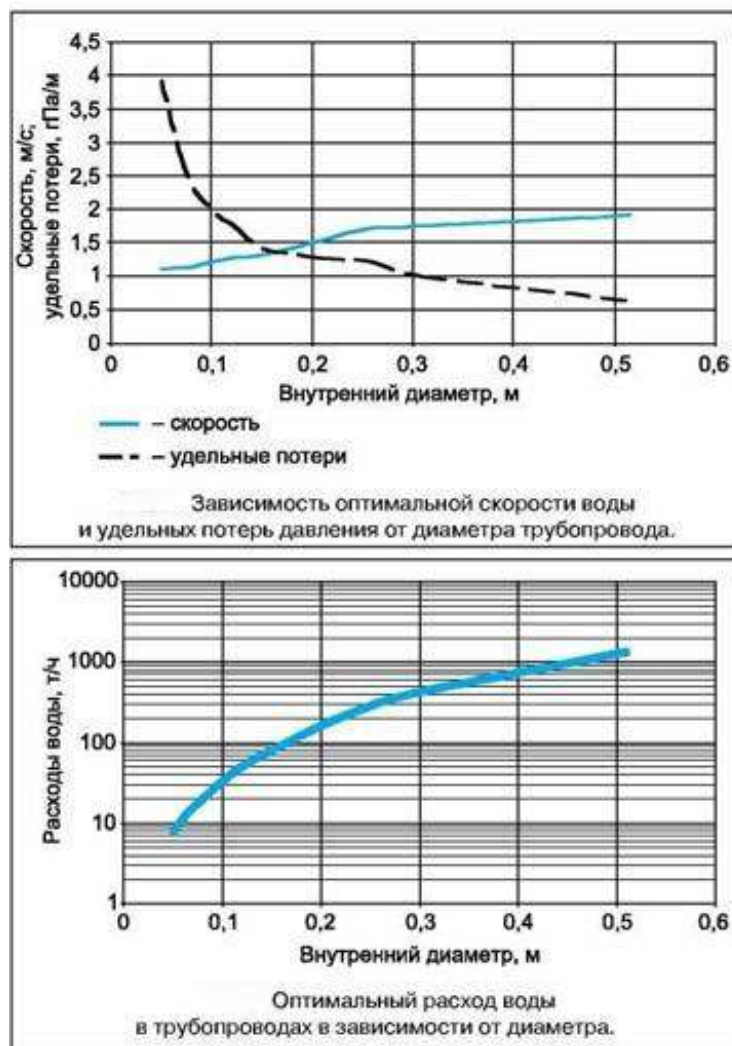


Рисунок 13 Зависимости оптимальной скорости воды от диаметра труб

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 «Новобурино» приведены в таблице 58 (проекты группы «В»). Параметры участков сетей отопления подлежащих техническому перевооружению и реконструкции, а также оценочный расчёт стоимости по каждому участку сетей представлены в таблице 59. Обозначения начала и конца участков тепловых сетей в таблице 59 приняты по схеме сетей теплоснабжения, представленной на рис. 3.

Таблица 58 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	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
<b>В1</b>	Техническое перевооружение и реконструкция сетей теплоснабжения СЦТ "Новобурино".	Замена на трубопроводы в ППУ(ППМ) изоляции.	протяжённость в двухтрубном исчислении	км	3,419	НСЦ 81-02-13-2023 (см. таблицу 59)	51,76	бюджетное финансирование	2024-2034	Повышение надежности и качества теплоснабжения. Снижение сетевых теплопотерь. Экономия ТЭР.	—	7

Таблица 59 Оценочный расчёт стоимости технического перевооружения и реконструкции участков сетей отопления с учётом параметров и способу прокладки по проекту «В1».

№пп	Вид работы на участке тепловой сети	Рекомендации при замене							Расчёт стоимости (без НДС)			
		Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопров., мм	Внутренний диаметр обратного трубопров., мм	Теплоизоляц. материал.	Рекомендуемый вид прокладки	Расценка	Величина расценки, руб	Коэфф. перехода от цен базового района к ценам Челябинской области	Сумма, тыс. руб
1	замена по причине износа	ТК11-2	Центральная 2	5	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.бескан.	13-03-004-03	979,63	0,88	47,0
2	замена по причине износа	y8	Комсомольская 6А	5	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	40,2
3	замена по причине износа	y8	ТК121	9	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	79,7
4	замена по причине износа	ТК121	ТК120	30	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	257,2
5	замена по причине износа	ТК120	y2	9	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	76,6
6	замена по причине износа	y2	Комсомольская 8А	5	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	37,0
7	замена по причине износа	y2	ТК119	21	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	176,7

**Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП**

№пп	Вид работы на участке тепловой сети	Рекомендации при замене							Расчёт стоимости (без НДС)			
		Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопров., мм	Внутренний диаметр обратного трубопров., мм	Теплоизоляц. материал.	Рекомендуемый вид прокладки	Расценка	Величина расценки, руб	Кoeff. перехода от цен базового района к ценам Челябинской области	Сумма, тыс. руб
8	замена по причине износа	TK119	TK118	90	70	70	ППУ в оцинк. оболочке	надзем.	13-03-004-03	979,63	0,88	771,8
9	замена по причине износа	TK118	Комсомольская 8	16	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	127,4
10	замена по причине износа	TK118	TK117	41	70	70	ППУ в оцинк. оболочке	надзем.	13-03-004-03	979,63	0,88	353,4
11	замена по причине износа	TK117	TK116	30	120	120	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-09	1544,62	0,88	404,2
12	замена по причине износа	TK116	Комсомольская 10	15	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	129,8
13	замена по причине износа	TK117	TK124	63	120	120	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-09	1544,62	0,88	849,5
14	замена по причине износа	TK124	у4	23	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	202,2
15	замена по причине износа	у4	Комсомольская 6	5	40	40	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	43,0
16	замена по причине износа	у4	TK26	88	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	757,8
17	замена по причине износа	TK26	Комсомольская 4А	17	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	132,9
18	замена по причине износа	TK124	TK128	90	120	120	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-09	1544,62	0,88	1224,2
19	замена по причине износа	TK128	TK129	24	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	203,4
20	замена по причине износа	TK129	Комсомольская 4	10	40	40	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	77,7
21	замена по причине износа	TK129	Комсомольская 2А	34	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	266,5
22	замена по причине износа	TK128	TK131	26	120	120	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-09	1544,62	0,88	347,6
23	замена по причине износа	TK131	Дворец культуры	40	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	316,4
24	замена по причине износа	TK131	TK30	105	120	120	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-09	1544,62	0,88	1432,9
25	замена по причине износа	TK30	TK23	9	250	250	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-15	3875,27	0,88	296,0
26	замена по причине износа	TK30	TK31	47	120	120	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-09	1544,62	0,88	637,8
27	замена по причине износа	TK31	Комсомольская 5	22	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	193,0
28	замена по причине износа	TK31	TK32	69	120	120	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-	1544,62	0,88	936,8



**Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП**

№пп	Вид работы на участке тепловой сети	Рекомендации при замене							Расчёт стоимости (без НДС)			
		Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопров., мм	Внутренний диаметр обратного трубопров., мм	Теплоизоляц. материал.	Рекомендуемый вид прокладки	Расценка	Величина расценки, руб	Коефф. перехода от цен базового района к ценам Челябинской области	Сумма, тыс. руб
	<i>износа</i>						оболочке		004-09			
29	<i>замена по причине износа</i>	TK32	Центральная 3	18	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	158,4
30	<i>замена по причине износа</i>	TK32	TK33	54	120	120	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-09	1544,62	0,88	735,6
31	<i>замена по причине износа</i>	Комсомольская 2Б	TK123	5	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	39,3
32	<i>замена по причине износа</i>	TK123	TK122	37	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	321,6
33	<i>замена по причине износа</i>	TK122	y8	11	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	91,1
34	<i>замена по причине износа</i>	TK32	y7	90	70	70	ППУ в оцинк. оболочке	надзем.	13-03-004-03	979,63	0,88	772,5
35	<i>замена по причине износа</i>	y7	Больница, гл. корпус	6	40	40	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	44,7
36	<i>замена по причине износа</i>	y7	TK34	31	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	265,1
37	<i>замена по причине износа</i>	TK34	Больница, хоз. корпус	34	25	25	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	269,8
38	<i>замена по причине износа</i>	TK34	Больница, прачечная	38	25	25	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	294,6
39	<i>замена по причине износа</i>	TK23	TK24	49	200	200	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-13	2841,80	0,88	1224,6
40	<i>замена по причине износа</i>	TK24	Комсомольская 5А	7	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	58,4
41	<i>замена по причине износа</i>	TK24	TK25	37	200	200	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-13	2841,80	0,88	935,5
42	<i>замена по причине износа</i>	TK25	Комсомольская 5Б	9	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	69,1
43	<i>замена по причине износа</i>	TK23	TK22	38	250	250	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-15	3875,27	0,88	1301,7
44	<i>замена по причине износа</i>	TK22	Комсомольская 5В	13	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	100,5
45	<i>замена по причине износа</i>	TK22	TK16	101	250	250	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-15	3875,27	0,88	3444,7
46	<i>замена по причине износа</i>	TK16	TK17	12	100	100	ППУ в оцинк. оболочке	надзем.	13-03-004-07	1219,19	0,88	128,9
47	<i>замена по причине износа</i>	TK17	Центральная 7	8	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	63,3
48	<i>замена по причине износа</i>	TK17	TK18	34	100	100	ППУ в оцинк. оболочке	надзем.	13-03-004-07	1219,19	0,88	360,2

**Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП**

№пп	Вид работы на участке тепловой сети	Рекомендации при замене							Расчёт стоимости (без НДС)			
		Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопров., мм	Внутренний диаметр обратного трубопров., мм	Теплоизоляц. материал.	Рекомендуемый вид прокладки	Расценка	Величина расценки, руб	Кoeff. перехода от цен базового района к ценам Челябинской области	Сумма, тыс. руб
49	замена по причине износа	TK18	Центральная 7А	7	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	55,8
50	замена по причине износа	TK18	Центральная 9А	50	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	392,5
51	замена по причине износа	TK18	TK20	40	80	80	ППУ в оцинк. оболочке	надзем.	13-03-004-05	1065,37	0,88	373,6
52	замена по причине износа	TK20	Центральная 7Б	9	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	73,7
53	замена по причине износа	TK20	Детский сад	61	80	80	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-05	1065,37	0,88	574,3
54	замена по причине износа	TK16	TK11	52	250	250	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-15	3875,27	0,88	1783,6
55	замена по причине износа	TK11	Центральная 9	11	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	82,7
56	замена по причине износа	TK11	у9	43	100	100	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-07	1219,19	0,88	463,7
57	замена по причине износа	у9	Центральная 137	24	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	205,1
58	замена по причине износа	у9	TK11-1	26	100	100	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-07	1219,19	0,88	280,0
59	замена по причине износа	TK11-1	Центральная 4	5	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	47,0
60	замена по причине износа	TK11-1	у3	55	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	472,1
61	замена по причине износа	у3	Центральная 135	23	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	197,8
62	замена по причине износа	у3	TK11-2	23	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	198,6
63	замена по причине износа	TK33	Центральная 3	18	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	154,0
64	замена по причине износа	TK11-2	Центральная 2А	73	70	70	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-03	979,63	0,88	632,1
65	замена по причине износа	TK11	TK6	97	250	250	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-15	3875,27	0,88	3306,6
66	замена по причине износа	TK6	TK7	12	80	80	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-05	1065,37	0,88	112,9
67	замена по причине износа	TK7	Центральная 11	18	40	40	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	140,7
68	замена по причине износа	TK7	TK8	31	80	80	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-05	1065,37	0,88	292,3
69	замена по причине износа	TK8	Центральная 11А	16	40	40	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-	889,65	0,88	127,4

**Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП**

№пп	Вид работы на участке тепловой сети	Рекомендации при замене							Расчёт стоимости (без НДС)			
		Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопров., мм	Внутренний диаметр обратного трубопров., мм	Теплоизоляц. материал.	Рекомендуемый вид прокладки	Расценка	Величина расценки, руб	Коэфф. перехода от цен базового района к ценам Челябинской области	Сумма, тыс. руб
	<i>износа</i>						оболочке		004-01			
70	замена по причине износа	TK8	Центральная 11Б	59	40	40	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	460,2
71	замена по причине износа	TK8	TK9	43	40	40	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	333,0
72	замена по причине износа	TK9	Магазин	14	40	40	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	111,1
73	замена по причине износа	TK6	TK3	163	250	250	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-15	3875,27	0,88	5548,8
74	замена по причине износа	TK3	Сельская администрация	10	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	78,7
75	замена по причине износа	TK3	Агрофирма (Школьная 1В)	25	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	193,6
76	замена по причине износа	TK3	у1	67	250	250	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	525,2
77	замена по причине износа	TK2	TK1	12	250	250	ППУ в оцинк. оболочке	надзем.	13-03-004-15	3875,27	0,88	417,8
78	замена по причине износа	TK1	"Новобурино"	16	250	250	ППУ в оцинк. оболочке	надзем.	13-03-004-15	3875,27	0,88	533,7
79	замена по причине износа	TK2	у5	41	200	200	ППУ в оцинк. оболочке	надзем.	13-03-004-13	2841,80	0,88	1014,3
80	замена по причине износа	у5	Пекарня	8	40	40	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	59,2
81	замена по причине износа	у5	у6	12	200	200	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-13	2841,80	0,88	287,8
82	замена по причине износа	у6	TK51	24	40	40	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	187,7
83	замена по причине износа	TK51	Мастерские	8	40	40	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	60,4
84	замена по причине износа	у6	TK50	17	200	200	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-13	2841,80	0,88	421,9
85	замена по причине износа	TK50	TK53	82	200	200	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-13	2841,80	0,88	2061,6
86	замена по причине износа	TK53	Дом престарелых	25	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	199,5
87	замена по причине износа	TK53	TK54	160	200	200	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-13	2841,80	0,88	4011,5
88	замена по причине износа	TK55	TK56	12	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	90,3
89	замена по причине износа	TK56	Буринская СОШ	15	40	40	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	117,6

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

№пп	Вид работы на участке тепловой сети	Рекомендации при замене							Расчёт стоимости (без НДС)			
		Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопров., мм	Внутренний диаметр обратного трубопров., мм	Теплоизоляц. материал.	Рекомендуемый вид прокладки	Расценка	Величина расценки, руб	Кoeff. перехода от цен базового района к ценам Челябинской области	Сумма, тыс. руб
90	замена по причине износа	TK55	Кафе (Спортивная 2)	238	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	1863,8
91	замена по причине износа	TK54	TK55	43	50	50	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.кан.	13-03-004-01	889,65	0,88	338,9
92	замена по причине износа	y1	TK2	52	250	250	ППУ в оцинк. оболочке	надзем.	13-03-004-15	3875,27	0,88	1775,0
<b><u>ИТОГО по СЦТ «Новобурино»</u></b>				<b><u>3419</u></b>	<b><u>Затраты на замену сетей теплоснабжения в ценах Челябинской области, тыс. руб.</u></b>							<b><u>51756,6</u></b>

## **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.**

На перспективу до 2030г. ожидается прирост тепловых нагрузок в зоне действия СЦТ «Новобурино» за счёт организации круглогодичного централизованного ГВС для жителей МКД. При разработке проектно-сметной документации (ПСД) на замену теплосетей необходимо уточнить тепловые нагрузки потребителей с учётом ГВС, диаметры участков теплосетей необходимо определить по результатам соответствующих тепло-гидравлических расчётов с учётом реальных тепловых нагрузок.

## **Часть 8.7 Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием 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 58 (проекты группы «В»).

## Часть 8.8 Предложения по строительству и реконструкции насосных станций.

Насосные станции и ЦТП в составе существующих СЦТ Буринского СП отсутствуют. Строительство насосных станций не требуется. Необходимый теплогидравлический режим может быть обеспечен путём проведения комплекса работ по наладке сетей теплоснабжения.

## Часть 8.9 Наладка гидравлического режима теплосетей и иные предложения, направленные на повышение эффективности централизованного теплоснабжения.

Наладка гидравлического режима существующих сетей теплоснабжения не производилась.

В качестве первоочередных мероприятий для повышения эффективности работы СЦТ «Новобурино» рекомендуется оптимизация гидравлического режима тепловой сети.

В качестве первоочередных мероприятий для повышения эффективности работы СЦТ 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 клапаны.



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 (ОДУУТЭ). Установка ОДУУТЭ и систем автоматического погодного регулирования тепловой нагрузки (САПР ТН) на МКД позволит снизить затраты жителей МКД на отопление, обеспечит экономию ТЭР.

Для централизованного горячего водоснабжения жителей 26 МКД с. Новобурино предлагается смонтировать так называемые «планшетные» индивидуальные тепловые пункты (ИТП), в состав которых входят ОДУУТЭ, оборудование для приготовления воды на нужды ГВС (теплообменник и насос ГВС), САПР ТН (например «КОМОС») и запорная арматура. Применение «планшетных» ИТП позволяет размещать всё оборудование тепlopункта в, казалось бы, совершенно не подходящих для этого местах (см. рис. 14), например: под

лестничным маршем, вдоль стен в подвалах и даже под потолком.

Планшетные ИТП создаются с использованием теплообменников ТТАИ (теплообменник кожухотрубный интенсифицированный).

Предложения (проекты) направленные на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями, а также по организации ГВС для жителей МКД (проекты группы «Г») приведены в таблице 60.



Рисунок 14 Примеры «планшетных» ИТП.

**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.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

Таблица 60 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	Описания эффекта
			описание измерителя	ед. изм.	значение						
Г1	Установка индивидуальных тепловых пунктов в МКД подключенных к системам централизованного теплоснабжения.	Индивидуальные тепловые пункты должны обеспечивать: приготовление аводы на нужды ГВС, учёт тепловой энергии; автоматическое погодное регулирование тепловой нагрузки.	МКД	ед.	26	мониторинг рыночных цен	1,200	31,20	бюджетное финансирование- 25%, фонд капитального ремонта -75%	2025-2034	Выполнение требований действующего законодательства по учёту тепловой энергии. Снижение затрат населения на теплоснабжение. Экономия ТЭР.
Г2	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Новобурино".	Разработка и калибровка электронной модели. Гидравлические расчёты. Установка балансирующих устройств.	потребитель	ед.	41	мониторинг рыночных цен	0,025	1,11	внебюджетное финансирование (средства теплоснабжающей организации)	2024-2025	Повышение качества теплоснабжения. Экономия ТЭР.

## **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 Буринского СП отсутствуют. Существует проблема несанкционированного отбора теплоносителя из отопительной сети СЦТ «Новобурино». Уровень подпитки достигает 75м<sup>3</sup>/сут и превышает нормативные значения в 7-8 раз.

Администрациям Буринского СП и Кунашакского МР рекомендуется изучить мнение жителей на предложение по организации централизованного ГВС для жителей МКД в с. Новобурино.

Для централизованного горячего водоснабжения жителей 26 МКД с. Новобурино предлагается смонтировать так называемые «планшетные» индивидуальные тепловые пункты (ИТП), в состав которых входят ОДУУТЭ, оборудование для приготовления воды на нужды ГВС (теплообменник и насос ГВС), САПР ТН (например «КОМОС») и запорная арматура. Применение «планшетных» ИТП позволяет размещать всё оборудование тепловых пунктов в, казалось бы, совершенно не подходящих для этого местах (см. рис. 14), например: под лестничным маршем, вдоль стен в подвалах и даже под потолком.

Планшетные ИТП создаются с использованием теплообменников ТТАИ (теплообменник кожухотрубный интенсифицированный).

Предложения (проекты) направленные на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями, а также по организации ГВС для жителей МКД (проекты группы «Г») приведены в таблице 60.

## 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.**

Перспективный топливный баланс годового расхода основного топлива по котельной СЦТ «Новобурино» совмещён с балансом тепловой энергии и приведён в таблице 62. Баланс составлен на основании данных таблицы 47, с учётом положений главы 5, мероприятий приведённых в таблицах 57, 58 и 60.

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 таблице 62. Результаты расчетов перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов по котельной СЦТ «Новобурино» приведены в таблице 63.

Общий топливный баланс, совмещённый с балансом тепловой энергии, в целом по СЦТ Буринского СП, приведён в таблице 61.

Прогнозируемая динамика потребления топлива на централизованное теплоснабжение наглядно отражена на рис. 15.

Прогнозируемая динамика усреднённого КПД котельной и эффективности системы теплоснабжения приведена на рис. 16.

Выводы:

- в целом до 2034 года ожидается увеличение объёмов потребления топлива за счёт организации централизованного ГВС для жителей МКД;
- до 2034г. ожидается повышение эффективности функционирования системы централизованного теплоснабжения.



Рисунок 15 Прогнозируемая динамика потребления топлива на централизованное теплоснабжение, т.у.т.



Рисунок 16 Прогнозируемая динамика усреднённого КПД котельных и эффективности СЦТ.

## Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

**Таблица 61 Общий топливный баланс, совмещённый с балансом тепловой энергии, в целом по СЦТ Буринского СП.**

№пп	Показатель	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2030	2034
1	Природный газ	тыс м.куб	1820,0	1820,0	1514,0	1449,8	1434,0	1642,5	1642,5
		тут	2100,3	2100,3	1747,1	1673,1	1654,8	1895,5	1895,5
2	Выработка тепловой энергии на котельных	Гкал	11495,8	11495,8	11495,8	11009,0	10888,3	12472,0	12472,0
3	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	383,5	383,5	383,5	20,0	20,0	20,0	20,0
4	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	11112,3	11112,3	11112,3	10989,0	10868,3	12452,0	12452,0
5	Потери тепловой сети	Гкал	1212,3	1212,3	1212,3	1089,0	968,3	1100,0	1100,0
		% от отпуска	10,9	10,9	10,9	9,9	8,9	8,8	8,8
6	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	9900	9900	9900	9900	9900	11352	11352
6.1	на нужды отопления и вентиляции	Гкал	9900	9900	9900	9900	9900	9900	9900
6.2	на нужды ГВС	Гкал	0	0	0	0	0	1452	1452
6.3	на технологию	Гкал	0	0	0	0	0	0	0
7	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	182,70	182,70	151,98	151,98	151,98	151,98	151,98
8	Средневзвешенный КПД котельной	%	78,19	78,19	94,00	94,00	94,00	94,00	94,00
9	Эффективность системы теплоснабжения (Кэфф)	%	67,3	67,3	81,0	84,5	85,5	85,6	85,6

**Таблица 62 Существующий и перспективный топливный баланс СЦТ «Новобурино».**

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2023	2024	2025	2026	2027	2030	2034
1	природный газ	тыс.м.куб.	—	1820,0	1820,0	1514,0	1449,8	1434,0	1642,5	1642,5
	(основное топливо)	т.у.т.		2100,3	2100,3	1747,1	1673,1	1654,8	1895,5	1895,5
2	дизель	тонн	—	0,0	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	0,0
3	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	—	14702	14702	12230	11712	11583	13268	13268
4	Выработка тепловой энергии	Гкал	—	11496	11496	11496	11009	10888	12472	12472
5	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	—	383,5	383,5	383,5	20,0	20,0	20,0	20,0
6	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	п4-п5	11112	11112	11112	10989	10868	12452	12452
7	Потери тепловой сети	Гкал	—	1212,3	1212,3	1212,3	1089	968	1100	1100
		%	п7/п6*100	10,91	10,91	10,91	9,91	8,91	7,91	6,91
8	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	п8.1+п8.2+п8.3	9900	9900	9900	9900	9900	11352	11352
8.1	на отопление и вентиляция	Гкал	—	9900	9900	9900	9900	9900	9900	9900
8.2	на нужды ГВС (ср. в сут. макс. потребл.)	Гкал	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1452	1452
8.3	на технологию	Гкал	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	(п1+п2)/п4	182,7	182,7	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0
10	Средневзвешенный КПД котельной	%	п4/п3*100	78,2	78,2	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
11	Примечание			Строительство газовой котельной мощностью 7,2Гкал/ч в 2025г.						



**Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП**

**Таблица 63 Результаты расчетов по каждой СЦТ перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов.**

№пп	Наименование параметра	Ед. изм.	Формула для расчёта	2023	2024	2025	2026	2027	2030	2034
1	Вид основного топлива	—	—	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
2	Расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	3,959	3,959	3,959	3,959	3,959	3,959	3,959
3	Максимальная среднечасовая нагрузка на ГВС	ГКал/час	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,225	0,225
4	Расчётная тепловая нагрузка на технологию	ГКал/час	—	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Эффективность системы теплоснабжения (Кэст)	%	—	67,3	67,3	81,0	84,5	85,5	85,6	85,6
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	0,63	0,60	0,60	0,63	0,63
7	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб/ч	$(n3+n4)*100*0,129/n5$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03
8	Годовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб	(стр1 табл. 62)	1820,0	1820,0	1514,0	1449,8	1434,0	1498,2	1498,2
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	144,33	144,33

## 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 65), 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 64.

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:

$$\text{НЭЗТ} = Q_{\max}^3 \cdot N_{\text{ср.м}^3} \cdot \frac{1}{K} \cdot T^3 \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. тонн}$$

где  $Q_{\max}^3$  - среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть в течение трех наиболее холодных месяцев, Гкал/сут.;

$N_{\text{ср.м}^3}$  - 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).

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.

**Таблица 64** 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

При строительстве новых газовых котельных в качестве аварийного (резервного) топлива следует предусмотреть дизельное топливо.

На существующей газовой котельной СЦТ «Новобурино» 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 65 приведены результаты расчёта нормативных запасов топлива для котельной СЦТ «Новобурино».

**Таблица 65** Результаты расчётов нормативных запасов топлива.

№пп	наименование системы теплоснабжения	вид основного топлива	вид резервного топлива	среднесуточное значение отпуска 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			тонн
1	СЦТ «Новобурино»	природный газ	диз.топливо	63,9	0,200	1,45	5	44,1

### Часть 10.3 Виды топлива, потребляемые источниками тепловой энергии.

Централизованное газоснабжение сетевым природным газом с. Новобурино осуществляется по магистральному газопроводу высокого давления, проложенного со стороны с. Кунашак до ГРПШ с. Новобурино.

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

При реконструкции котельной СЦТ «Новобурино» в 2014г. в качестве резервного топлива было предусмотрено дизтопливо. По состоянию на 2023г. ёмкость для хранения запаса дизтоплива не исправна, запаса топлива по факту нет.

По состоянию на 2023 год на территории Буринского 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 Буринского 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 2034 года ожидается повышение эффективности функционирования СЦТ «Новобурино» за счёт снижения сетевых теплопотерь и повышения КПД котельной. 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 1.2.

### **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 «Новобурино» за период работы с 2019 по 2022 годы отсутствуют. Вышеуказанная информация МУП «Балык» не предоставлена.

Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения, в соответствии с рекомендациями в [32], приведены в приложении 3. 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 «Новобурино» за период работы с 2019 по 2022 годы отсутствуют. Вышеуказанная информация МУП «Балык» не предоставлена.

Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения приведены в приложении 3. Формы рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

### **Часть 11.3 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения поселения и мероприятия по повышению надёжности систем теплоснабжения.**

В соответствии с письмом Министерства энергетики России от 07.05.2022г. №ЕГ-6173/07 (см. п. 3.2 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 66 отражены выявленные угрозы (риски) в системах теплоснабжения по результатам анализа предоставленной информации и схемы теплоснабжения Буринского СП актуализированной на 2022г. В таблице 66 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  $\lambda$  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 48 части 3.12.

#### **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 надёжностью теплоснабжения потребителей не составлялись. Несмотря на значительный износ существующие сети теплоснабжения имеют не большую протяжённость и обеспечивают нормативную надёжность теплоснабжения.
- Ожидается, что до 2034г. топология и параметры сетей теплоснабжения СЦТ «Новобурино» будут соответствовать состоянию 2023г. Обновление сетей теплоснабжения будет положительно влиять на ВБР сетей теплоснабжения (ВБР будет увеличиваться).



Таблица 66 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения поселения.

№пп	Наименование СЦТ	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 исчислении, км	Краткое описание	Износ теплосетей (оценочно), %	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей, лет
1	СЦТ «Новобурино»	с. Новобурино, ул. Центральная, 1Г	5,42	3	3,96	природный газ	-0,72	8	нет	Два независимых ввода от внешней энергосистемы.	Центральный водопровод (ОДИН ВВОД). Наружные резервуары запаса исходной воды объёмом 3х25 м.куб.	3,42	двухтрубная система	80	22

## **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 48 части 3.12.

### **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 надёжностью теплоснабжения потребителей не составлялись. Несмотря на значительный износ существующие сети теплоснабжения имеют не большую протяжённость и обеспечивают нормативную надёжность теплоснабжения.
- Ожидается, что до 2034г. топология и параметры сетей теплоснабжения СЦТ «Новобурино» будут соответствовать состоянию 2023г. Обновление сетей теплоснабжения будет положительно влиять на коэффициент готовности сетей теплоснабжения (коэффициент готовности сетей будет увеличиваться).

## **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 оборудования на котельных и отказам тепловых сетей СЦТ «Новобурино» за период работы с 2019 по 2022 годы отсутствуют. Вышеуказанная информация МУП «Балык» не предоставлена.

Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования, в том числе, недоотпуска тепловой энергии приведены в приложении 3. 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 надежности 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 «Новобурино» тупиковые, нерезервированные.

Так как по состоянию на 2023г. теплосети 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.

### 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 124.1330.2012 «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.

**Вывод:** Резервирование участков теплопроводов на данном этапе не требуется.

### Часть 11.8 Предложения, обеспечивающие надежность 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 67.

## Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

**Таблица 67** 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, млн.руб	Влияние на надёжность теплоснабжения
A1	Строительство автоматической блочно-модульной газовой котельной мощностью 7,2Гкал/ч в с. Новобурино.	2024-2025	57,14	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт строительства современной котельной
B1	Техническое перевооружение и реконструкция сетей теплоснабжения СЦТ "Новобурино".	2024-2034	51,76	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт замены изношенных тепловых сетей.
<b>ВСЕГО НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТОВ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СХемой ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ, В ТОМ ЧИСЛЕ, НА ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ</b>			<b>108,90</b>	

**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.

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 68. Общий объём инвестиций на реализацию проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения до 2034г. составит **141,21 млн.руб.** (в ценах 2023г), в том числе бюджетное финансирование – 59,56 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 68 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, 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	2031	2032	2033	2034
А. Перечень проектов по строительству источников тепловой энергии.																	
A1	002-01-01-01	Строительство автоматической блочно-модульной газовой котельной мощностью 7,2Гкал/ч в с. Новобурино.	2024-2025	внебюджетное финансирование (средства инвестора)	57,14	0,00	28,57	28,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов по строительству источников тепловой энергии.					57,14	0,00	28,57	28,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Б. Перечень проектов по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.																	
Проекты не предусмотрены.																	
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
В. Перечень проектов по реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.																	
B1	002-02-03-01	Техническое перевооружение и реконструкция сетей теплоснабжения СЦТ "Новобурино".	2024-2034	бюджетное финансирование	51,76	0,00	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов по реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.					51,76	0,00	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71
Г. Перечень проектов, направленных на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями.																	
G1	002-03-01-01	Установка индивидуальных тепловых пунктов в МКД подключенных к системам централизованного теплоснабжения.	2025-2034	бюджетное финансирование-25%, фонд капитального ремонта -75%	31,20	0,00	0,00	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
G2	002-02-09-03	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Новобурино".	2024-2025	внебюджетное финансирование (средства теплоснабжающей организации)	1,11	0,00	0,55	0,55	0,00	0,00	0,00	0,00	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.					32,31	0,00	0,55	3,67	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
ВСЕГО НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТОВ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СХЕМОЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ					141,21	0,00	33,83	36,95	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83
БЮДЖЕТНОЕ ФИНАНСИРОВАНИЕ					59,56	0,00	4,71	5,49	5,49	5,49	5,49	5,49	5,49	5,49	5,49	5,49	5,49
ВНЕБЮДЖЕТНОЕ ФИНАНСИРОВАНИЕ					81,65	0,00	29,12	31,46	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34

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 большому 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 %;

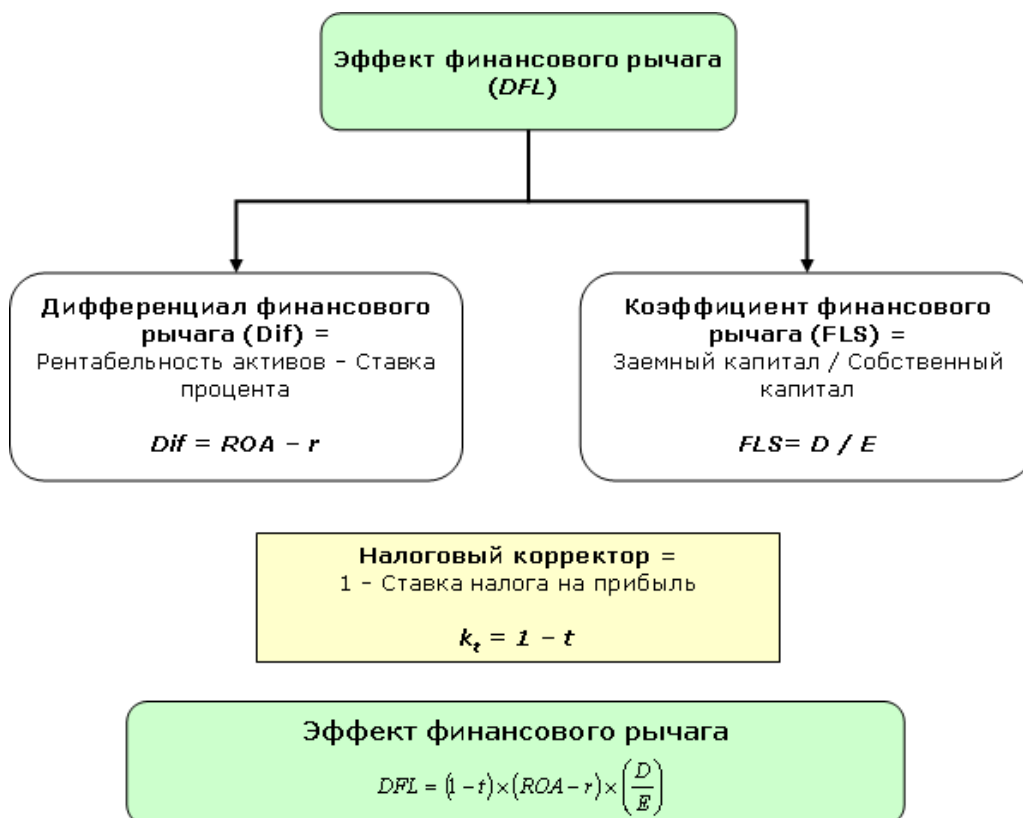
D – заемный капитал;

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 68.

## Часть 12.3 Расчеты экономической эффективности инвестиций.

Методика расчета эффективности инвестиций изложена в «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Приказом Минэкономики 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  $\alpha_m$ , 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.

$$IRR = E_1 + \frac{NPV_{E1}}{NPV_{E1} - NPV_{E2}} \times (E_2 - E_1) \quad (12.4)$$

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.

### 12.3.1 Данные для расчётов показателей эффективности ИП.

Реестр проектов схемы теплоснабжения и график финансирования приведён в таблице 68.

Общий объём инвестиций на реализацию проектов предусмотренных схемой теплоснабжения до 2034г. составит 141,21 млн.руб (с ценах 2023г).

Распределение затрат при реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения в зависимости от источников финансирования наглядно отражено на рис. 17.

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 теплоснабжающей организации приведены в таблице 69.

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 выполняются с использованием вычислительных средств MicrosoftExcel по проектам, 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 данных.

### 12.3.2 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

## Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

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.).

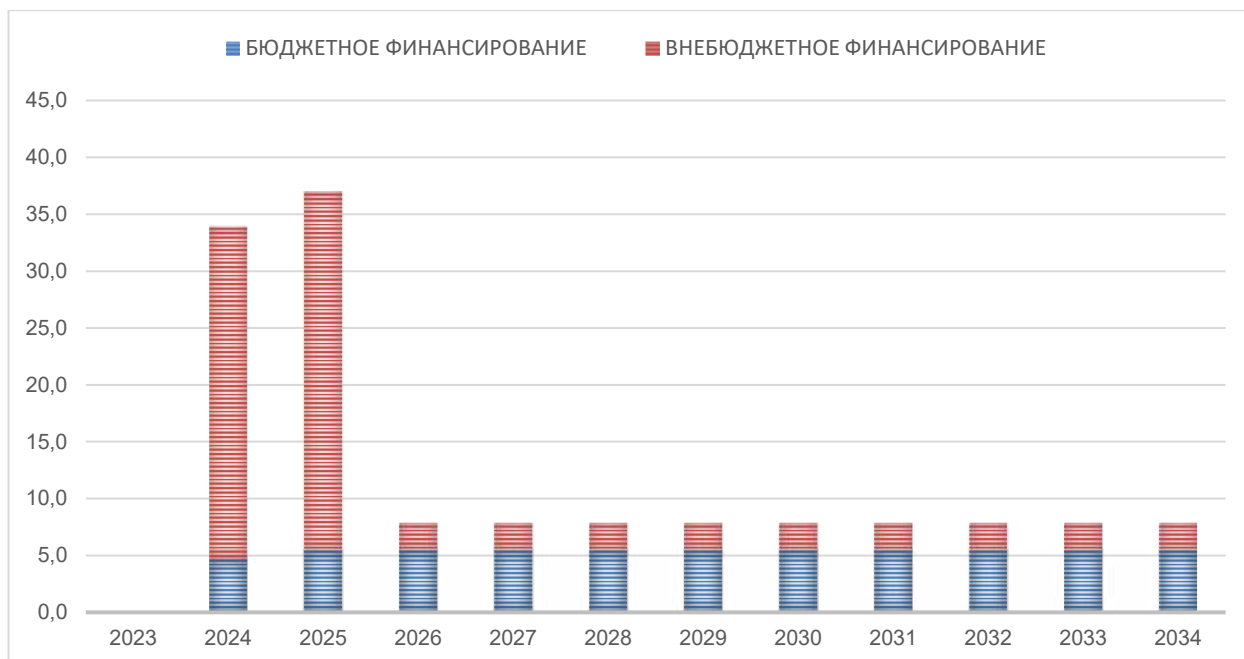


Рисунок 17 Распределение затрат при реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения в зависимости от источников финансирования.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

Таблица 69 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 <a href="http://economy.gov.ru">http://economy.gov.ru</a> )	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 МУП "Балык"														
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

**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 Буринского 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 Буринского СП в ретроспективном периоде. приведены в таблице 38.

Фактические показатели за 2020-2022г. и плановые значения целевых показателей, определенные с учётом реализации проектов по развитию систем теплоснабжения Буринского СП представлены в таблице 70.

Ожидается, что после реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения:

- Суммарная протяжённость сетей теплоснабжения до 2034г. не изменится.
- Суммарная мощность котельных СЦТ до 2034г. увеличится с 5,42Гкал/ч до 7,2Гкал/ч.

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.**

Анализ изменений (фактических данных) значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения не выполнялся, так как за период с 2018г. (год разработки схемы теплоснабжения) по 2022гг масштабные проекты в системе теплоснабжения Буринского СП не реализовывались, соответственно значения индикаторов развития систем теплоснабжения поселения существенно не изменялись.

Таблица 70 Индикаторы развития систем теплоснабжения Буринского СП.

N п.п.	Наименование показателей		Ед. изм.		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2030	2034
A1	Установленная тепловая мощность (УТМ)		Гкал/ч	план	—	—	—	5,42	5,42	5,42	7,20	7,20	7,20	7,20
				факт	5,42	5,42	5,42							
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							
A3	Коэффициент использования установленной тепловой мощности (КИУТМ).		у.е.	план	—	—	—	0,80	0,80	0,80	0,60	0,59	0,71	0,71
				факт	0,80	0,80	0,80							
A4	Коэффициент эффективности системы теплоснабжения (Кэст)		у.е.	план	—	—	—	0,67	0,67	0,81	0,85	0,85	0,86	0,86
				факт	0,76	0,76	0,78							
A5	Доля расхода тепловой энергии на собственные нужды источника тепловой энергии от объёма произведённой тепловой энергии		%	план	—	—	—	3,3	3,3	3,3	0,2	0,2	0,2	0,2
				факт	3,8	3,8	3,8							
A6	Доля сетевых теплопотерь от объёма тепловой энергии отпускаемой в сеть		%	план	—	—	—	10,9	10,9	10,9	9,9	8,9	8,8	8,8
				факт	12,0	12,0	12,6							
A7	Среднегодовой КПД		%	план	—	—	—	78,2	78,2	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
				факт	90,0	90,0	78,2							
A8	Удельный расход условного топлива (УРУТ) на единицу вырабатываемой тепловой энергии		кг.у.т./Гкал	план	—	—	—	182,7	182,7	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0
				факт	158,7	158,7	182,7							
A9	Удельный расход электроэнергии на производство и передачу тепловой энергии		кВтч/Гкал	план	—	—	—	30	30	30	25	25	25	25
				факт	нд	нд	26,7778							
A10	Удельный расход теплоносителя на производство и передачу тепловой энергии		м.куб./Гкал	план	—	—	—	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
				факт	нд	нд	нд							
A11	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке.		м.кв./((Гкал/ч)	план	—	—	—	306	300	280	260	240	<200	<200
				факт	306	306	306							
A12	Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии.		%	план	—	—	—	50	60	70	80	90	90	95
				факт	нд	нд	нд							
A13	Интенсивность технологических сбоев на сетях теплоснабжения которые привели к отключению системы отопления потребителей		ед/км в 2-х тр. исчисл.	план	—	—	—	0	0	0	0	0	0	0
				факт	нд	нд	нд							
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	0
				факт	нд	нд	нд							
A15	Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии.		%	план	—	—	—	0	0	100	0	0	0	0
				факт	0	0	0							
A16	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей,	ИТОГО по Буринскому СП	лет	план	—	—	—	25	20	15	11	10	8	5
				факт	нд	нд	нд							
A16-1	то же для	СЦТ «Новобурино»	лет	план	—	—	—	—	—	—	—	10	8	5
				факт	нд	нд	нд							
A17	Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей.		%	план	—	—	—	8	8	8	8	8	8	8
				факт	нд	нд	нд							



## 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 2033г.

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 2036г. 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 69.

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 2020г. 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 2020г.

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 2020г.

Размер арендной платы за производственные объекты определён на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2020г. 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 2020г.

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 2023г., 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 Буринского СП направлено на предоставление качественной услуги теплоснабжения по доступной потребителю цене.

Прогноз динамики тарифа на тепловую энергию приведён в таблице 71. На рис. 18 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*).

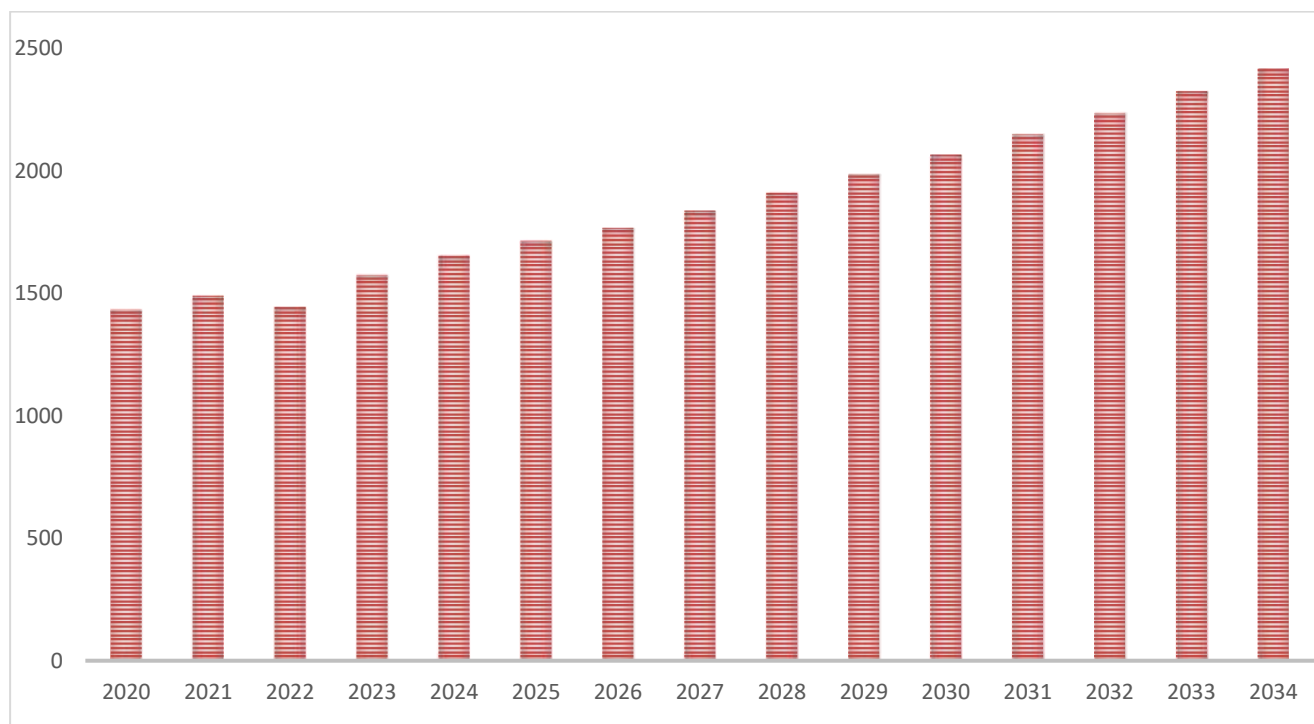


Рисунок 18 Динамика тарифа на тепловую энергию.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

Таблица 71 Прогноз динамики тарифа на тепловую энергию

Наименование	ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Прогнозируемый тариф на тепловую энергию для населения в Буринском СП с учётом прогнозируемой инфляции.	руб/Гкал	1433,97	1489,76	1547,98	1703,04	1788,19	1854,36	1909,99	1986,18	2065,62	2148,25	2234,18	2323,54	2416,49	2513,15	2613,67
Прогнозируемый средневзвешенный рост тарифа для населения в Буринском СП	у.е.	—	—	—	1,050	1,037	1,030	1,040	1,040	1,040	1,040	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 <a href="http://economy.gov.ru">http://economy.gov.ru</a> )	у.е.	—	—	—	1,050	1,037	1,030	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040



## 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 Буринского СП функционируют одна централизованная система теплоснабжения – СЦТ «Новобурино».

На территории Буринского СП действует одна теплоснабжающая организация (ТСО): МУП «Балык». Данные по ТСО приведены в таблице 4.

Единой теплоснабжающей организацией (ЕТО) на территории Буринского СП определена в установленном порядке МУП «Балык» (копия постановления Администрации Кунашакского МР представлена в п. 1.1 тома 3).

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень ТСО, действующих в каждой СЦТ, расположенных в границах Буринского СП по состоянию на апрель 2023г. представлен в таблице 72.

Существующие зоны действия систем теплоснабжения, расположение источников теплоснабжения и границы зон деятельности ТСО приведены на рис. 2.

Таблица 72 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 «Новобурино»	с. Новобурино	МУП "Балык" на основании договора хозяйственного пользования	сети и источник	5,42	113,0

### 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 является МУП «Балык».

Реестр ЕТО, содержащий перечень систем теплоснабжения входящих в состав ЕТО, по состоянию на апрель 2023г. приведён в таблице 73.

Таблица 73 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.
МУП "Балык" на основании Постановления Администрации Кунашакского МР от 21.06.2021г. №841.	СЦТ "Новобурино"	с. Новобурино



### **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 СЦТ «Новобурино» действует одна ТСО. Иными словами, сети теплоснабжения и источник тепловой энергии СЦТ «Новобурино» 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 Буринского СП предлагается выделить в границах Буринского СП одну теплоснабжающую организацию – МУП «Балык» и наделить её статусом ЕТО.

Рекомендуемый результат присвоения статуса ЕТО при утверждении схемы теплоснабжения приведён в таблице 74.

**Таблица 74 Рекомендуемый результат присвоения статуса ЕТО при утверждении схемы теплоснабжения.**

Наименование теплоснабжающей организации, 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).
МУП «Балык»	СЦТ «Новобурино»	с. Новобурино	см. рисунок 2	см. таблицу 75

#### **Часть 15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации.**

После присвоения статуса ЕТО границы зоны деятельности ЕТО будут совпадать с зоной действия СЦТ «Новобурино».

Границы зон деятельности МУП «Балык» в Буринском СП после утверждения схемы теплоснабжения и присвоения статуса ЕТО представлены в таблице 75, а также наглядно на рис. 2. Реестр потребителей (перечень абонентов) в зоне действия СЦТ «Новобурино» (границы зон деятельности ЕТО) представлен в таблице 75.

**Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП**

**Таблица 75 Границы зон деятельности ЕТО: МУП «Балык».**

Реестр потребителей МУП "Балык"			
СЦТ "Новобурино"			
№ п/п	Наименование и адрес потребителей	№ п/п	Наименование и адрес потребителей
1	МКД Комсомольская, 2а	24	МКД Центральная,11
3	МКД Комсомольская, 4	25	МКД Центральная,11а
5	МКД Комсомольская, 6	26	МКД Центральная,11б
6	МКД Комсомольская, 6а	27	МКД Центральная,135
7	МКД Комсомольская, 8	28	МКД Центральная,137
8	МКД Комсомольская, 8а	29	Больница Больничная 1
9	МКД Комсомольская, 10	30	Прачечная Больничная 1
10	МКД Центральная, 1	31	Парикмахерская ИП Циганкова Г. В.
11	МКД Центральная, 3	32	Дворец культуры
12	МКД Центральная, 5	33	Детский сад
13	МКД Центральная, 5а	34	Магазин «Спутник»
14	МКД Центральная, 5б	35	Магазин «Агидель»
15	МКД Центральная, 5в	36	Магазин «Ромашка»
16	МКД Центральная,2	37	Магазин «Тропик»
17	МКД Центральная,2а	38	Магазин «Радуга»
18	МКД Центральная,4	39	Кафе «Фортуна» Спортивная 2
19	МКД Центральная,7	40	Сельсовет Школьная 1Б
20	МКД Центральная,7а	41	Спортклуб
21	МКД Центральная,7б	42	Мастерская эцеха
22	МКД Центральная,9	43	Пекарня
23	МКД Центральная,9а	44	Интернат -дом престарелых Школьная 1А
		45	Средняя школа Школьная 1



## **Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения.**

Реестр проектов схемы теплоснабжения и график финансирования проектов (мероприятий), предусмотренных схемой теплоснабжения приведён в таблице 68.

Структура шифра проектов (мероприятий) в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019г. №212 представлена в приложении 4.

### **Часть 16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии.**

Перечень мероприятий по строительству источников тепловой энергии приведён в таблице 68 (проекты группы «А»). Мероприятия по реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии на данном этапе не предусмотрены.

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 68 (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 Буринского СП отсутствуют открытые системы теплоснабжения.

В таблице 68 предусмотрено мероприятие по организации круглогодичного ГВС для жителей МКД в с. Новобурино.



## **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 и утверждении схемы теплоснабжения замечания к проекту схемы теплоснабжения не поступали.

### **17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения.**

При актуализации и утверждении схемы теплоснабжения замечания к проекту схемы теплоснабжения не поступали.

### **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 и утверждении схемы теплоснабжения замечания к проекту схемы теплоснабжения не поступали.

## **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 Буринского СП на 2024г. были внесены следующие изменения:

- Схема теплоснабжения приведена 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 2020 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 Буринского СП на 2024г. были внесены следующие изменения:

- Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения схема приведены в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. №154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" в редакции от 03.04.2018г. 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 2020 по 2022 годы включительно.
- На основании полученных данных были откорректированы состав и параметры основного оборудования котельных.
- Разработана электронная модель системы теплоснабжения Буринского 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 Буринского СП

**Приложение 1** Перечень потребителей, подключенных СЦТ Буринского СП с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок.

№ п/п	Наименование потребителей	Тепловая нагрузка, Гкал/ч
1	МКД Комсомольская, 2а	0,095
3	МКД Комсомольская, 4	0,112
5	МКД Комсомольская, 6	0,095
6	МКД Комсомольская, 6а	0,095
7	МКД Комсомольская, 8	0,095
8	МКД Комсомольская, 8а	0,095
9	МКД Комсомольская, 10	0,095
10	МКД Центральная, 1	0,095
11	МКД Центральная, 3	0,095
12	МКД Центральная, 5	0,094
13	МКД Центральная, 5а	0,094
14	МКД Центральная, 5б	0,094
15	МКД Центральная, 5в	0,098
16	МКД Центральная, 2	0,112
17	МКД Центральная, 2а	0,093
18	МКД Центральная, 4	0,095
19	МКД Центральная, 7	0,095
20	МКД Центральная, 7а	0,095
21	МКД Центральная, 7б	0,095
22	МКД Центральная, 9	0,098
23	МКД Центральная, 9а	0,094
24	МКД Центральная, 11	0,098
25	МКД Центральная, 11а	0,094
26	МКД Центральная, 11б	0,094
27	МКД Центральная, 135	0,093
28	МКД Центральная, 137	0,093
29	Больница	0,151
30	Прачечная	0,024
31	Парикмахерская ИП Циганкова Г. В.	0,005
32	Дворец культуры	0,076
33	Детский сад	0,145
34	Магазин «Спутник»	0,039
35	Магазин «Агидель»	0,01
36	Магазин «Ромашка»	0,01
37	Магазин «Тропик»	0,036
38	Магазин «Радуга»	0,01
39	Кафе «Фортуна»	0,053
40	Сельсовет	0,071
41	Спортклуб	0,068
42	Мастерская э\цеха	0,019
43	Пекарня	0,035
44	Интернат -дом престарелых	0,212
45	Средняя школа	0,284
<b>Суммарная тепловая нагрузка потребителей</b>		<b>3,959</b>





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](http://www.politerm.com)  
e-mail: [politerm@politerm.com](mailto:politerm@politerm.com)



Генеральный директор:

/ Крицкий Г.Г. /



Приложение 3 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 КПП 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 КПП 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 Буринского 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 КПН 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.	



Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Буринского СП

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 4 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).