



***СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПГТ. РУДНИЧНЫЙ  
ВЕРХНЕКАМСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА  
КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ  
НА ПЕРИОД С 2023 ДО 2040 ГОДА***

***ТОМ № 2.***

**«Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения  
пгт. Рудничный Верхнекамского муниципального  
округа Кировской области»**

2023 г

## СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	2
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ	11
ВВЕДЕНИЕ	12
Схема теплоснабжения пгт. Рудничный Верхнекамского муниципального округа Кировской области на период с 2023 до 2040 год	15
ГЛАВА 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	15
1.1. Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	15
1.1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними, в том числе: а) в зонах действия производственных котельных; б) в зонах действия индивидуального теплоснабжения.	15
1.2. Часть 2. Источники тепловой энергии	15
1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования.	15
1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки Параметры.	19
1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.	23
1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.	23
1.2.5. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.	23
1.2.6. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.	23
1.2.7. Среднегодовая загрузка оборудования.	24
1.2.8. Способы учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети.	24
1.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.	24
1.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	24
1.2.11. Техничко-экономические показатели работы источников теплоснабжения.	24
1.3. Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них.	25
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения.	25
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе.	25
1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам.	27
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.	36
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.	36
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.	36
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.	36
1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.	37

1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет.	38
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.	38
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.	38
1.3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.	39
1.3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.	40
1.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.	48
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.	48
1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.	48
1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.	48
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.	49
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.	49
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.	49
1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.	49
1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).	49
1.4. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.	49
1.4.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления.	49
1.4.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.	49
1.4.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.	50
1.4.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.	51
1.4.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.	51
1.4.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения.	51
1.4.7. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.	51
1.5. Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.	51
1.5.1. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	53
1.6. Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.	53

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.	53
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.	54
1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю.	54
1.6.4. Анализ причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.	55
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.	55
1.7. Часть 7. Балансы теплоносителя.	55
1.7.1. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.	55
1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.	62
1.8. Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.	63
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.	63
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.	63
1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки.	63
1.8.4. Описание использования местных видов топлива.	63
1.9. Часть 9. Надежность теплоснабжения.	64
1.9.1. Показатели, определяемые 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.	64
1.9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.	64
1.9.3. Частота отключений потребителей.	64
1.9.4. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений.	64
1.9.5. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).	64
1.9.6. Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении.	65
1.9.7. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении.	65
1.10. Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.	65
1.10.1. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	65
1.11. Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.	66

1.11.1. Динамика 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.	66
1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.	66
1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения.	66
1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.	66
1.12. Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования.	67
1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплоснабжающих установок потребителей).	67
1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения муниципального образования (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплоснабжающих установок потребителей).	67
1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.	67
1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.	67
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.	68
ГЛАВА 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.	69
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.	69
2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий.	69
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.	72
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.	73
2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.	73
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.	73
2.7. Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки.	73
2.8. Расчетную тепловую нагрузку на коллекторах источников тепловой энергии.	74

2.9. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды.	74
ГЛАВА 3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	75
3.1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки.	75
3.2. 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.	77
3.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.	77
ГЛАВА 4. Мастер-план развития схем теплоснабжения муниципального образования.	78
4.1. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения).	78
4.2. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, муниципального образования, города федерального значения.	78
4.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования, на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей.	78
Глава 5. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.	79
5.1. Определение расчетной величины нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.	79
5.2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения.	79
5.3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов.	79
5.4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.	80
5.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.	80
5.6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	80
5.7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	80
ГЛАВА 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.	82
6.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно	82

содержать, в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.	
6.2. 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.	82
6.3. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.	82
6.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.	82
6.5. 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.	83
6.6. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.	83
6.7. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	84
6.8. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	84
6.9. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.	84
6.10. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки муниципального образования, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями.	84
6.11. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения муниципального образования.	85
6.12. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.	86
6.13. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории муниципального образования.	86
6.14. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.	86
<b>ГЛАВА 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей.</b>	<b>91</b>
7.1. 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).	91
7.2. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения, муниципального образования, города федерального значения.	91

7.3. 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.	108
7.4. 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.	108
7.5. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.	108
7.6. Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.	109
7.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.	109
7.8. Предложения по строительству и реконструкции насосных станций.	109
ГЛАВА 8. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	110
8.1. Техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения.	110
8.2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии.	110
8.3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения.	110
8.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения.	110
8.5. Оценку целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения.	111
8.6. Предложения по источникам инвестиций.	111
ГЛАВА 9. Перспективные топливные балансы.	112
9.1. 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 муниципального образования.	112
9.2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива.	112
9.3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива.	116
ГЛАВА 10. Оценка надежности теплоснабжения.	117
10.1. Обоснование метода и результатов обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения.	117
10.2. Обоснование метода и результатов обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения.	117
10.3. Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.	117
10.4. Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки.	117



10.5. Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии.	119
ГЛАВА 11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.	120
11.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.	120
11.2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.	124
11.3. Расчеты простой экономической эффективности инвестиций.	129
11.4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.	134
ГЛАВА 12. Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования.	135
12.1. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях.	135
12.2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии.	135
12.3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии.	135
12.4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети.	135
12.5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности.	136
12.6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке.	136
12.7. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии.	136
12.8. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения).	136
12.9. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения).	137
12.10. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, муниципального образования, города федерального значения).	137
ГЛАВА 13. Ценовые (тарифные) последствия.	138
13.1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.	138
13.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации.	139
13.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.	141
ГЛАВА 14. Реестр единых теплоснабжающих организаций.	142
14.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах населенных пунктов муниципального образования.	142
14.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации.	142

14.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией.	142
14.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.	143
14.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).	143
ГЛАВА 15. Реестр проектов схемы теплоснабжения	145
15.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии.	145
15.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.	147
15.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения.	147
ГЛАВА 16. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения.	148
16.1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения.	148
16.2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения.	148
16.3. Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.	148
ГЛАВА 17. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения	149
17.1. Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения, а также сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения.	149

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

Схема теплоснабжения пгт. Рудничный Верхнекамского муниципального округа Кировской области на период с 2023 до 2040 года приняты следующие сокращения и условные обозначения:

Общие сокращения:

ООО – Общество с ограниченной ответственностью;

ОЗП – отопительный зимний период;

ЦТП – центральный тепловой пункт;

ИТП – индивидуальный тепловой пункт;

АИТП – автоматизированный индивидуальный тепловой пункт;

СЦТ – система централизованного теплоснабжения;

ХВО – химводоочистка;

ХВС – холодное водоснабжение;

ГВС – горячее водоснабжение;

ЕТО – единая теплоснабжающая организация;

ГРС – газораспределительная станция.

## ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения пгт. Рудничный Верхнекамского муниципального округа Кировской области до 2040 года (далее - Схема) разработана в соответствии с требованиями, утвержденными постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154.

Разработанная Схема предусматривает развитие и модернизацию систем теплоснабжения, поддержание и улучшение качества предоставления существующим потребителям услуг организаций коммунального комплекса с учетом подключения новых потребителей к системам теплоснабжения, обеспечение подключения объектов нового строительства к сетям теплоснабжения.

В целях системного развития централизованного теплоснабжения целесообразно использовать программно-целевой метод, позволяющий выявить приоритетные направления, которые требуют особого внимания и финансирования путем обеспечения координации действий со стороны государства и привлечения бюджетных средств, в том числе федеральных, краевых, а также частных инвестиций.

Необходимость использования программно-целевого метода для реализации Схемы обусловлена тем, что проблемы коммунального комплекса:

- носят межотраслевой и межведомственный характер и не могут быть решены без участия Правительства Кировской области и органов местного самоуправления, а также организаций коммунального комплекса и прочих заинтересованных юридических лиц;

- требуют взаимодействия органов власти всех уровней, а также концентрации финансовых, технических и научных ресурсов;

- не могут быть решены в пределах одного финансового года, в связи с чем требуется долгосрочное бюджетное планирование;

- требуют совершенствования нормативно-правовой базы, проведения единой технической политики, направленной на внедрение в сферу коммунальных услуг наиболее прогрессивных производственных и информационных технологий, оборудования отечественного производителя.

Система основных мероприятий Схемы теплоснабжения определяет приоритетные направления в сфере коммунального хозяйства на территории поселения и предполагает реализацию следующих мероприятий:

- установление долгосрочных тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала;

- привлечение частных операторов к управлению системами теплоснабжения на основе концессионных соглашений;

- утверждение и корректировка инвестиционных программ организаций коммунального комплекса;

- внедрение в систему коммунального комплекса современных инновационных технологий;

- повышение качества оказываемых коммунальных услуг с целью улучшения уровня жизни населения и повышения экологической безопасности;

- строительство и реконструкция систем теплоснабжения.

Мероприятия по строительству и реконструкции систем коммунального комплекса, включенные в Схему, предусматривают использование инновационной продукции, обеспечивающей энергосбережение и повышение энергетической эффективности, а также закупку российского оборудования, материалов и услуг.

В ходе реализации программ по модернизации системы теплоснабжения содержание мероприятий схемы теплоснабжения и их ресурсное обеспечение могут быть скорректированы в случае существенно изменившихся условий.

Схема теплоснабжения подлежит ежегодно актуализации в отношении следующих данных:

а) распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии в период, на который распределяются нагрузки;

б) изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии, в том числе за счет перераспределения тепловой нагрузки из одной зоны действия в другую в период, на который распределяются нагрузки;

в) внесение изменений в схему теплоснабжения или отказ от внесения изменений в части включения в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства;

г) переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в весенне-летний период функционирования систем теплоснабжения;

д) переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в отопительный период, в том числе за счет вывода котельных в пиковый режим работы, холодный резерв, из эксплуатации;

е) мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

ж) ввод в эксплуатацию в результате строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и соответствие их обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации, и проектной документации;

з) строительство и реконструкция тепловых сетей, включая их реконструкцию в связи с исчерпанием установленного и продленного ресурсов;

и) баланс топливно-энергетических ресурсов для обеспечения теплоснабжения, в том числе расходов аварийных запасов топлива;

к) финансовые потребности при изменении схемы теплоснабжения и источники покрытия.

Администрация пгт. Рудничный должна ежегодно с учетом выделяемых финансовых средств на реализацию схемы теплоснабжения готовить предложения по корректировке целевых показателей, затрат по мероприятиям Схемы, механизма ее реализации, состава участников и вносить необходимые изменения в Схему.

Схема теплоснабжения разработана в соответствии со следующими нормативными правовыми актами:

- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190 «О теплоснабжении»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 N 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции с 16.03.2019 № 276);
- Федеральный закон № 131 «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации» от 06.10.2003 Принят Государственной Думой Российской Федерации 16.09.2003 Одобрен Советом Федерации 24.09.2014;
- Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» в части требований к эксплуатации открытых систем теплоснабжения»;
- Федеральный закон от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» в части внесения изменений в закон «О теплоснабжении»;
- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- утвержденные ранее схемы теплоснабжения муниципальных образований, вошедших в муниципальный округ;

- генеральные планы муниципальных образований, вошедших в муниципальный округ;
- другие нормативно-правовые и нормативно-методические документы.

Схема рассчитана на долгосрочную перспективу на период до 2040 года.

Таким образом, Схема является инструментом реализации приоритетных направлений развития пгт. Рудничный на долгосрочную перспективу, ориентирована на устойчивое развитие поселения и соответствует государственной политике реформирования коммунального комплекса Российской Федерации.

## **ГЛАВА 1.**

### **Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения**

#### **1.1. Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения**

##### **1.1.1. описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними, в том числе:**

###### **а) в зонах действия производственных котельных**

В систему теплоснабжения пгт. Рудничный входит 1 котельная.

Котельная, обслуживаемая КОГУП "Облокоммунсервис" Кировской области, находится в собственности Администрации Рудничного городского поселения Верхнекамского муниципального округа Кировской области .

Котельная находится в эксплуатационной ответственности КОГУП "Облокоммунсервис" на основании договора аренды объектов теплоснабжения Верхнекамского муниципального округа.

По состоянию на 2023 год общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении в муниципального образования Рудничный составляет 25,362 км.

###### **б) в зонах действия индивидуального теплоснабжения**

Часть предприятий имеют собственные источники тепловой энергии. Теплоснабжение общественных организаций, удаленных от источников централизованного теплоснабжения, осуществляется от автономных теплоисточников. Теплоснабжение малоэтажной, блокированной, индивидуальной и усадебной жилой застройки носит локальный характер и также осуществляется от автономных источников тепловой энергии. В качестве топлива в автономных источниках используется природный газ, твердое топливо или электроэнергия. Централизованное горячее водоснабжение отсутствует.

#### **1.2. Часть 2. Источники тепловой энергии**

##### **1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования**

В настоящее время теплоснабжение осуществляется КОГУП "Облокоммунсервис".

Отпуск тепла производится от одного источника тепловой энергии. Характеристика источника тепловой энергии представлена в таблице 1.

Принципиальная схема места расположения источника тепловой энергии муниципального образования представлена на рисунке 1.

Таблица 1. Характеристика источника тепловой энергии

<b>Обслуживающая организация</b>	<b>Наименование источника</b>	<b>Установленная мощность источника, Гкал/ч</b>	<b>Располагаемая мощность источника, Гкал/ч</b>	<b>Собственные нужды источника, Гкал/ч</b>	<b>Тепловая мощность нетто источника, Гкал/ч</b>
КОГУП "Облокоммунсервис"	Новая котельная пгт. Рудничный	16,337	15,1	0,458	14,615





Рисунок 1. Принципиальная схема места расположения источника тепловой энергии пгт. Рудничный

## Котельная пгт. Рудничный

Установленная тепловая мощность котельной по состоянию на 2023 год составляет 16,337 Гкал/ч, располагаемая – 15,1 Гкал/ч. Договорная присоединенная тепловая нагрузка на 2023 год 14,615 Гкал/час. Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловой сети – 0,381 Гкал/ч. Загрузка котельной составляет 73,3 % от располагаемой мощности.

Теплотехнические характеристики котельной по состоянию на 2022 год приведены в таблице 2.

Таблица 2. Теплотехнические характеристики Котельной пгт. Рудничный

Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная тепловая мощность, в т.ч. потери, Гкал/ч	Дефицит (-)/ резерв (+) тепловой мощности, Гкал/ч
16,337	15,1	14,615	+1,772

Котельная использует для выработки теплоты торф, резервное топливо - щепа. Торф, щепа доставляется автомобильным транспортом, при наличии щепорубительной машины имеется возможность производства щепы непосредственно на территории котельной.

Актуальные (существующие) границы зон действия систем теплоснабжения определены точками присоединения самых удаленных потребителей к тепловым сетям.

Котельная имеет изолированную систему теплоснабжения, выполняет функцию ЦТП и поэтому тепловые сети состоят из 2-х трубной системы. Один теплопровод – для передачи теплоты (теплоносителя) для целей отопления потребителей и передачи горячей воды. Горячее водоснабжение потребителей и жилых домов осуществляется через параллельно-подключенные водо-водяные подогреватели, в этом случае услуга горячего водоснабжения осуществляется только 239 дней в году в период отопительного сезона.

Регулирование отпуска теплоты в системы отопления потребителей осуществляется по центральному качественному методу регулирования в зависимости от температуры наружного воздуха. Разность температур теплоносителя при расчетной для проектирования систем отопления температуре наружного воздуха (принято по средней температуре самой холодной пятидневки за многолетний период наблюдений и равной -34 °С) равна 20 °С (график изменения температур в подающем и обратном теплопроводе «95-70»).

На рисунке 1 представлено территориальное расположение котельной на фрагменте карты пгт. Рудничный.

По назначению котельная относится к отопительным, по размещению на генплане – к отдельно стоящим.

Тепловая энергия в горячей воде используется на собственные нужды котельной и для теплоснабжения присоединенных потребителей. Согласно предоставленным данным, централизованное снабжение потребителей горячей водой не предусмотрено.

Котельная для целей отопления работает в течение отопительного сезона 239 суток - 5736 часов.

В качестве основного топлива используется природный торф. Резервное топливо – щепа.

Схема системы теплоснабжения от котельной двухтрубная.

Основным источником водоснабжения котельной являются водопровод муниципального образования Рудничный проходит по улице Лесная.

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

**Параметры**

Новая котельная, с установленной мощностью 19МВт (16,337 Гкал/час), работающая на местном виде топлива (торф, щепа) введена в эксплуатацию в 2014 году. Эксплуатирующей организацией является Кировское областное государственное унитарное предприятие «Облкоммунсервис» (КОГУП «Облкоммунсервис»).

Характеристики основного оборудования котельной представлены в таблицах 3 - 4.

**Таблица 3.**

Модель котла	КВ-Р-7,0-115 КЕВ-10-14-115 СО	КВ-Р-7,0-115 КЕВ-10-14-115 СО	КВ-Р-4,65-115 КЕВ-6,5-14-115 СО
Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	6	6	4
Вид топлива	Щепа/торф	Щепа/торф	Щепа/торф
Массовый расход уходящих газов, кг/с	5.76	5.76	2.78
Низшая теплота сгорания топлива, кКал/кг	4000	4000	5000
Отапливаемый объем, м <sup>3</sup>	189000	189000	125550
Кпд, не менее	80	80	80
Расход условного топлива, кг/ч	1078	1078	716
Масса котла, кг	7800	7800	5700
Радиационная поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	57.1	57.1	32.1
Давление рабочей среды, МПа	0,6	0,6	0,6
Вид топки	Колосниковая решетка	Колосниковая решетка	Колосниковая решетка
Габаритные размеры, мм	6700x2450x2950	6700x2450x2950	4820x2450x2900
Тяга	Принудительная - дымосос ДН-12	Принудительная - дымосос ДН-12	Принудительная - дымосос ДН-11
Марка	КВр-7.0	КВр-7.0	КВр-4,65
Массовый расход уходящих газов, макс., мин.	0,21 0,06	0,21 0,06	0,21 0,06
Температура воды на входе в котёл, не менее, °С	60	60	60
Аэродинамическое сопротивление, Па	210	210	210
Отапливаемая площадь, м <sup>2</sup>	70000	70000	46500
Расход топлива, кг/ч	1886	1886	1002
Расход теплоносителя среды, м <sup>3</sup> /ч	241	241	160
Конвективная поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	146.8	146.8	109.8
Гидравлическое сопротивление при перепаде температуры, МПа	0,08	0,08	0,08
Номинальное разряжение в топке при работе, Па	20-60	20-60	20-60
Температура уходящих газов, °С	170-250	170-250	170-250
Вид топки	ОУР	ОУР	ОУР
Рабочий график, С	70/95	70/95	70/95
Класс котла	1	1	1

Таблица 4.

Тип котла	Техническая характеристика	Количество	Год ввода в эксплуатацию	Количество капитальных ремонтов	Последний капитальный ремонт
<b>ОБОРУДОВАНИЕ</b>					
Котел водогрейный КЕВ-10-14СО	Q=7 МВт, P=1.4МПа	2	2014	н/д	н/д
Котел водогрейный КЕВ-6.5-14-СО	Q=5 МВт, P=1.4МПа	1	2014	н/д	н/д
Вентилятор возврата уноса	N=5.5 КВт	2	2014	н/д	н/д
Вентилятор возврата уноса	N=4.0 КВт	1	2014	н/д	н/д
Экономайзер блочный чугунный ЭП-1-330И	F=330 м <sup>2</sup>	2	2014	н/д	н/д
Экономайзер блочный чугунный ЭБ2-236И	F=236 м <sup>2</sup>	1	2014	н/д	н/д
Вентилятор дутьевой первичного воздуха (с частотным преобразователем) MBRM562 T2 30	N=22КВт, P=3500 Па, Q=9000 м <sup>3</sup> /ч	2	2014	н/д	н/д
Вентилятор дутьевой вторичного-третичного воздуха (с частотным преобразователем) MBRL501 T2 20	N=22КВт, P=2500 Па, Q=10500 м <sup>3</sup> /ч	2	2014	н/д	н/д
Гидростанция	N=11+4КВт	2	2014	н/д	н/д
Дымосос рециркуляции дымовых газов (с частотным преобразователем) ААМАR 632 T2 20R/R	N=15КВт, P=1500 мин P=2500 Па, Q=10500 м <sup>3</sup> /ч	2	2014	н/д	н/д
Дымосос рециркуляции дымовых газов (с частотным преобразователем)	N=75КВт, P=1500 мин	2	2014	н/д	н/д

преобразователем) ААМАR 632 T2 20R/R	P=2760 Па, Q=42000 м³/ч				
Вентилятор дутьевой первичного воздуха (с частотным преобразователем) MBRU 502 T2 20	N=15КВт	1	2014	н/д	н/д
Вентилятор дутьевой вторичного- третичного воздуха (с частотным преобразователем) MBRU 501 T2 15	N=11КВт	1	2014	н/д	н/д
Гидростанция	N=5,5КВт	1	2014	н/д	н/д
Дымосос рециркуляции дымовых газов (с частотным преобразователем) MBRU 450 T2 10R/R	N=7,5КВт, n=1500 мин	1	2014	н/д	н/д
Дымосос (с частотным преобразователем) MZRU 800 2120RPM 45,00KW	N=45КВт n=2000 мин	1	2014	н/д	н/д
Насос сетевой Wilo BL 65/220-30/2	G=144 м³/ч, N=30КВт n=2900 мин	5	2014	н/д	н/д
Насос циркуляции котла КЕВ-10- 14СО Wilo BL 65/220-30/2	G=148 м³/ч, N=30КВт n=2900 мин	2	2014	н/д	н/д
Насос циркуляции котла КЕВ-6,5- 14СО Wilo BL 65/210-22/2	G=106 м³/ч, N=22КВт n=2900 мин	1	2014	н/д	н/д
Насос исходной воды Wilo MHL 904 3	G=10 м³/ч, N=1,5КВт n=2900 мин	2 (1 раб)	2014	н/д	н/д
Теплообменник сетевой	Q=8,169 Гкал/час	3 (2раб)	2014	н/д	н/д

пластинчатый Alfalaval					
Установка водоподготовки	G=8,9 м <sup>3</sup> /ч	н/д	н/д	н/д	н/д
<b>СИСТЕМА ТОПЛИВОПОДАЧИ</b>					
Платформа с гидравлическим скрепером, гидропривод НС 200/90-500	H=1350 мм, L=12000 мм	8	2014	н/д	н/д
Ворошитель	N=2.2 КВт, L=6.1м	2	2014	н/д	н/д
Гидростанция	N=18.5 КВт	2	2014	н/д	н/д
Скребок транспортёр	N=7.5 КВт, L=29м	1	2014	н/д	н/д
Скребок транспортёр	N=5.5 КВт, L=8м	2	2014	н/д	н/д
<b>СИСТЕМА ЗОЛОУДАЛЕНИЯ</b>					
Скрепер удаления зола из топок	L=17.8м	2	2014	н/д	н/д
Скрепер удаления зола из топок	L=18.3м	2	2014	н/д	н/д
Скрепер удаления зола из топок	N=5.5 КВт, L=8м	1	2014	н/д	н/д
Гидростанция	N=4 КВт	3	2014	н/д	н/д
Гидростанция	N=1.5 КВт	1	2014	н/д	н/д
<b>СИСТЕМА ОЧИСТКИ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ</b>					
Мультициклон 7х7 с дозатором зола	N=0.18 КВт, степень очистки 85%	2	2014	н/д	н/д
Мультициклон 6х6 с дозатором зола	N=0.18 КВт, степень очистки 85%	1	2014	н/д	н/д

### **1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности**

Ограничения по тепловой мощности отсутствуют, так как нагрузка котельных пгт. Рудничный составляет 88 % от установленной мощности.

### **1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто**

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлено в таблице 5.

Таблица 5.

<b>Обслуживающая организация</b>	<b>Наименование источника</b>	<b>Установленная мощность источника, Гкал/ч</b>	<b>Располагаемая мощность источника, Гкал/ч</b>	<b>Собственные нужды источника, Гкал/ч</b>	<b>Тепловая мощность нетто источника, Гкал/ч</b>
КОГУП "Облокоммунсервис"	Новая котельная пгт Рудничный	16,337	15,1	0,458	14,615

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

Согласно предоставленным данным от администрации Верхнекамского муниципального округа Кировской области, сведения о последнем освидетельствовании при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса отсутствуют.

### **1.2.6. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя**

На перспективу до 2040 года регулирование отпуска тепловой энергии от энергоисточников предусматривается как качественное по температурному графику.

Режимы регулирования отпуска тепловой энергии от энергоисточников в зависимости от температуры наружного воздуха разрабатываются ежегодно:

- среднечасовой отпуск тепловой энергии от энергоисточников за сутки;
- среднесуточная температура сетевой воды в падающем и обратном коллекторах энергоисточников;
- расход сетевой воды на энергоисточниках.

Отпуск тепловой энергии от котельной пгт Рудничный осуществляется по температурному графику 95/70°C. Регулирование отпуска тепловой энергии качественное по отопительному графику.

Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого энергоисточника в системе теплоснабжения, в соответствии с действующим законодательством, разрабатывается в процессе проведения энергетического обследования энергоисточника, тепловых сетей и потребителей тепловой энергии.

### **1.2.7. Среднегодовая загрузка оборудования**

По данным СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» продолжительность отопительного периода – 239 дней.

### **1.2.8. Способы учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети**

Согласно предоставленным данным от Администрации Верхнекамского муниципального округа Кировской области в котельной предусмотрен:

1. коммерческий учет тепла, поступающего в теплосеть;
2. коммерческий учет водопроводной воды;
3. расход воды на подпитку.

### **1.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии**

Согласно предоставленным данным от Администрации Верхнекамского муниципального округа Кировской области сведения о статистике отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии отсутствуют.

### **1.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

Согласно предоставленным данным от Администрации Верхнекамского муниципального округа Кировской области сведения о предписаниях надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

### **1.2.11. Техничко-экономические показатели работы источников теплоснабжения**

Согласно предоставленным данным от Администрации Верхнекамского муниципального округа Кировской области сведения о технико-экономические показатели работы источника теплоснабжения отсутствуют.



### **1.3. Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них**

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

По состоянию на 01.01.2023 г. тепловые сети муниципального образования Рудничный эксплуатируются КОГУП "Облокоммунсервис".

Система теплоснабжения от котельных Муниципального образования Рудничный закрытая, двухтрубная, зависимая (одноконтурная). Тепловые сети от котельной до потребителя проложены стальными трубами диаметром от 32 до 530 мм, способ прокладки - наземный на опорах. По тепловым сетям организован отпуск тепловой энергии на отопление.

Внутридомовые системы отопления потребителей присоединены к централизованным системам теплоснабжения преимущественно по зависимым схемам.

Регулирование отпуска тепловой энергии от источников – центрально-качественное по отопительному графику.

Температурный эксплуатационный график в зоне действия котельной пгт Рудничный – 95/70 °С.

#### **1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе**

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источника тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе представлены на риунке 2.



Рисунок 2.

### **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**

Согласно предоставленным данным от Администрации Верхнекамского муниципального округа Кировской области, сведения о годах начала эксплуатации тепловых сетей сведений не предоставлено.

Тепловые сети источников тепловой энергии пгт. Рудничный - в основном Надземная, Подземная канальная, Подвальная прокладка с диаметрами трубопроводов от D=32 мм до D=530 мм.

В качестве тепловой изоляции используются минеральная вата и полосы из непрерывного стекловолокна, гидроизоляцией служит полиэтилен и рубероид соответственно.

Тепловая изоляция трубопроводов находится в ветхом состоянии.

Незначительная часть проложенных трубопроводов находится без теплоизоляции.

Компенсация температурных удлинений осуществляется П - образными компенсаторами и углами поворота.

Информация по схемам тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии пгт. Рудничный представлены на рисунке 2.

Информация по параметрам тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип прокладки, выделение наименее надежных участков, представлена в таблице 6.

Фактический температурный режим отпуска тепла в тепловые сети не соответствуют утвержденному графику регулирования отпуска тепловой энергии.

Фактическая температура теплоносителя в подающем трубопроводе источника тепловой энергии - Котельная пгт. Рудничный не поднималась выше 70°C соответственно. Фактическая температура теплоносителя в подающем трубопроводе источников тепловой энергии не была предоставлена.

Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов не проводится, во время отопительного периода при устранении аварий на теплотрассах соответствующие акты не составляются.

Гидравлические испытания тепловых сетей проводятся ежегодно по окончании отопительного сезона и перед его началом.

Температурные испытания и испытания на тепловые потери не проводятся.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, а также оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года тепловой энергии представлены в таблице 7.

Предписание от надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей от источников тепловой энергии отсутствует.

Информация о запланированных к установке приборов учета тепловой энергии отсутствует.

Основной задачей КОГУП «Облкоммунсервис» является обеспечение надёжного и бесперебойного снабжения потребителей тепловой энергией, локализация и ликвидация технологических нарушений в тепловых сетях пгт. Рудничный.

Ликвидация аварийных ситуаций на трубопроводах осуществляется персоналом КОГУП «Облкоммунсервис» в соответствии с внутренними организационно-распорядительными документами.

Защита тепловых сетей от превышения давления на источниках тепловой энергии не предусмотрена.

Бесхозные тепловые сети в ходе выполнения работ не выявлены.

Материальная характеристика сетей представлена в таблице 8.

Таблица 6. Характеристика тепловых сетей пгт. Рудничный

№№ п/п	Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке D <sub>н</sub> , м	Длина участка (в двухтрубном исчислении) L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Средняя глубина заложения до оси трубопровода в на участке Н, м	Назначение тепловой сети	Температурный график работы тепловой сети с указанием температуры срезки, °С
<b>Двухтрубная прокладка</b>									
1	№1	0,530	10	мин. вата	наземный	1989		отопление	95/70
2	№2	0,530	1120	мин. вата	наземный	1989		отопление	95/70
3	№3	0,530	95	мин. вата	наземный	1989		отопление	95/70
4	№4	0,530	680	мин. вата	наземный	1989		отопление	95/70
5	№5	0,530	985	мин. вата	наземный	1989		отопление	95/70
6	№6	0,530	90	мин. вата	наземный	1989		отопление	95/70
7	№7	0,530	95	мин. вата	наземный	1989		отопление	95/70
8	№8	0,530	130	мин. вата	наземный	1989		отопление	95/70
9	№9	0,426	430	мин. вата	наземный	1975		отопление	95/70
10	№10	0,273	20	мин. вата	наземный	1982		отопление	95/70
11	№11	0,273	165	мин. вата	наземный	1982		отопление	95/70
12	№12	0,273	80	мин. вата	наземный	1982		отопление	95/70
13	№13	0,273	270	мин. вата	наземный	1982		отопление	95/70
14	№14	0,273	120	мин. вата	наземный	1982		отопление	95/70
15	№15	0,273	105	мин. вата	наземный	1982		отопление	95/70
16	№16	0,273	150	мин. вата	наземный	1982		отопление	95/70
17	№17	0,426	110	мин. вата	наземный	1981		отопление	95/70
18	№18	0,426	10	мин. вата	наземный	1981		отопление	95/70
19	№19	0,426	85	мин. вата	наземный	1981		отопление	95/70
20	№20	0,426	55	мин. вата	наземный	1981		отопление	95/70
21	№21	0,426	15	мин. вата	наземный	1981		отопление	95/70
22	№22	0,325	65	мин. вата	наземный	1981		отопление	95/70
23	№23	0,325	35	мин. вата	наземный	1981		отопление	95/70
24	№24	0,325	60	мин. вата	наземный	1981		отопление	95/70
25	№25	0,325	30	мин. вата	наземный	1981		отопление	95/70
26	№26	0,325	100	мин. вата	наземный	1981		отопление	95/70
27	№27	0,325	20	мин. вата	наземный	1981		отопление	95/70
28	№28	0,325	10	мин. вата	наземный	1981		отопление	95/70

29	№29	0,325	55	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
30	№30	0,159	210	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
31	№31	0,108	50	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
32	№32	0,273	20	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
33	№33	0,273	100	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
34	№34	0,108	25	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
35	№35	0,159	20	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
36	№36	0,045	50	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
37	№37	0,045	25	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
38	№38	0,108	25	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
39	№39	0,039	50	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
40	№40	0,133	40	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
41	№41	0,089	40	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
42	№42	0,039	50	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
43	№43	0,045	10	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
44	№44	0,039	40	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
45	№45	0,039	10	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
46	№46	0,108	60	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
47	№47	0,089	40	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
48	№48	0,089	20	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
49	№49	0,089	40	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
50	№50	0,089	35	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
51	№51	0,057	10	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
52	№52	0,057	10	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
53	№53	0,057	10	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
54	№54	0,089	40	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
55	№55	0,325	240	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
56	№56	0,159	60	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
57	№57	0,159	30	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
58	№58	0,159	70	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
59	№59	0,057	70	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
60	№60	0,108	70	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
61	№61	0,039	20	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
62	№62	0,039	30	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
63	№63	0,089	20	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
64	№64	0,089	100	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
65	№65	0,089	10	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70

66	№66	0,045	20	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
67	№67	0,076	25	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
68	№68	0,089	5	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
69	№69	0,089	25	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
70	№70	0,159	50	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
71	№71	0,159	60	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
72	№72	0,057	6	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
73	№73	0,057	7	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
74	№74	0,045	7	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
75	№75	0,039	15	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
76	№76	0,089	5	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70
77	№77	0,273	110	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70
78	№78	0,273	170	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70
79	№79	0,273	10	мин.вата	наземный	1985		отопление	98/70
80	№80	0,273	20	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70
81	№81	0,273	20	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70
82	№82	0,089	50	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70
83	№83	0,108	10	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70
84	№84	0,076	10	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70
85	№85	0,108	90	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70
86	№86	0,076	70	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70
87	№87	0,089	40	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70
88	№88	0,076	44	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70
89	№89а	0,057	30	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70
90	№89б	0,039	5	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
91	№89	0,089	40	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
92	№90	0,159	30	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
93	№91	0,089	40	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
94	№92	0,108	80	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
95	№93	0,325	70	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
96	№94	0,325	300	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
97	№95	0,159	15	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
98	№96	0,219	90	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
99	№97	0,089	10	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
100	№98	0,159	280	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
101	№99	0,133	60	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
102	№100	0,089	10	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70

103	№101	0,057	40	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
104	№102	0,039	5	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
105	№103	0,039	15	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
106	№104	0,045	40	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70
107	№105	0,039	15	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
108	№106	0,039	5	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
109	№107	0,057	60	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
110	№108	0,159	60	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
111	№109	0,108	150	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
112	№110	0,045	30	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70
113	№111	0,057	10	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
114	№112	0,057	20	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
115	№94а	0,089	30	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
116	№105а	0,039	40	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
117	№115	0,133	20	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
118	№116	0,133	30	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
119	№117	0,057	30	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
120	№118	0,057	20	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
121	№119	0,057	35	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
122	№120	0,032	10	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
123	№121	0,057	75	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
124	№122	0,039	15	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
125	№123	0,039	5	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
126	№124	0,039	40	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
127	№125	0,089	5	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
128	№126	0,045	30	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
129	№127	0,039	120	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
130	№128	0,039	15	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
131	№129	0,045	10	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
132	№130	0,057	10	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
133	№131	0,076	6	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
134	№132	0,133	10	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
135	№133	0,133	35	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
136	№134	0,076	5	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
137	№135	0,045	50	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
138	№136	0,076	20	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
139	№137	0,076	5	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70



140	№138	0,045	10	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
141	№139	0,089	25	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
142	№140	0,159	40	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
143	№141	0,159	30	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
144	№142	0,057	90	мин.вата	наземный	2008		отопление	95/70
145	№143	0,159	40	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
146	№144	0,159	65	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
147	№145	0,057	10	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
148	№146	0,057	10	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
149	№147	0,057	10	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
150	№148	0,045	10	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
151	№149	0,057	10	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
152	№150	0,045	15	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
153	№151	0,133	15	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
154	№152	0,133	45	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
155	№153	0,133	30	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
156	№154	0,159	110	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
157	№155	0,159	110	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
158	№156	0,089	65	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
159	№157	0,045	10	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
160	№158	0,045	10	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
161	№159	0,045	10	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
162	№160	0,108	5	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
163	№161	0,057	40	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
164	№162	0,089	70	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
165	№163	0,045	20	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
166	№164	0,045	40	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
167	№165	0,076	15	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
168	№166	0,057	10	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
169	№167	0,032	10	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
170	№168	0,045	30	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
171	№169	0,159	60	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
172	№170	0,159	10	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
173	№171	0,159	25	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
174	№172	0,159	25	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
175	№173	0,159	25	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
176	№174	0,108	4	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70

177	№175	0,089	55	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
178	№176	0,045	30	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
179	№177	0,045	10	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
180	№178	0,045	6	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
181	№180	0,133	50	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
182	№181	0,032	35	мин.вата	наземный	1986		отопление	95/70
183	№182	0,057	45	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
184	№183	0,089	50	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
185	№184	0,089	5	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
186	№185	0,159	80	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
187	№186	0,159	75	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
188	№187	0,108	25	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
189	№188	0,057	10	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
190	№189	0,076	10	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
191	№190	0,057	5	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
192	№191	0,057	5	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
193	№192	0,057	35	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
194	№193	0,057	35	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
195	№194	0,057	2	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
196	№195	0,108	10	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
197	№196	0,076	40	мин.вата	наземный	1981		отопление	95/70
198	№197	0,045	30	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
199	№198	0,108	80	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
200	№199	0,089	120	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
201	№200	0,089	17	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
202	№201	0,108	50	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
203	№202	0,045	70	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
204	№203	0,108	130	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
205	№204	0,089	60	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
206	№205	0,108	40	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
207	№206	0,057	7	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
208	№207	0,108	35	мин.вата	наземный	1970		отопление	95/70
209	№208	0,045	80	мин.вата	наземный	1980		отопление	95/70
210	№209	0,089	80	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
211	№210	0,159	45	мин.вата	наземный	1982		отопление	95/70
212	№211	0,219	80	мин.вата	наземный	1989		отопление	95/70
213	№212	0,273	110	мин.вата	наземный	1985		отопление	95/70

Таблица 7. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за 2021 год (при отсутствии приборов учета тепловой энергии)

Источник тепловой энергии	Внутренний диаметр, мм	Протяженность в 1 труб. исп., м	Средняя температура отопительного сезона, °С	Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С		Общее количество воды на заполнение системы теплоснабжения, м³/год	Общее количество воды на нормативную подпитку системы теплоснабжения, тонн/час	Расход воды на хозяйственные нужды, тонн/час	Итого расход воды в котельной за год, м³	Нормативные значения годовых эксплуатационных тепловых потерь, обусловленных утечкой теплоносителя, Гкал	Суммарные годовые тепловые потери воздушными и подземными трубопроводами подачи и обратки (Норм.), Гкал	Итого тепловые потери в год, Гкал
				Подающий	Обратный							
Котельная шт. Рудничный	32	55	-3.9	58,78	47,32	27,106	216	0,1	27,106	35826	35826	35826
	39	495										
	45	653										
	57	767										
	76	250										
	89	1152										
	108	939										
	133	335										
	159	1415										
	218	170										
	273	1470										
	325	985										
	426	705										
	530	3205										

Таблица 8.

Зона теплоснабжения	Протяженность тепловых сетей, м.	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч	Удельная материальная характеристика, м <sup>2</sup> /Гкал/ч
Котельная пгт. Рудничный	22856	6756	12,508	540,134

Анализ удельной материальной характеристики тепловых сетей пгт. Рудничный свидетельствует о том, что тепловые сети имеют оптимальную загрузку, но при этом существуют резервы для оптимизации.

#### **1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях**

Согласно предоставленным данным от Администрации Верхнекамского муниципального округа Кировской области сведения о типах и количестве секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях отсутствуют.

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

По предоставленным данным от Администрации Верхнекамского муниципального округа Кировской области тепловые пункты, тепловые камеры и павильоны в пгт. Рудничный отсутствуют.

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

Режимы регулирования отпуска тепловой энергии от энергоисточников в зависимости от температуры наружного воздуха разрабатываются ежегодно:

- среднечасовой отпуск тепловой энергии от энергоисточников за сутки;
- среднесуточная температура сетевой воды в падающем и обратном коллекторах энергоисточников;
- расход сетевой воды на энергоисточниках.

Отпуск тепловой энергии от котельных пгт. Рудничный осуществляется по температурному графику 95/70°C. Регулирование отпуска тепловой энергии качественное по отопительному графику.

Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого энергоисточника в системе теплоснабжения, в соответствии с действующим законодательством, разрабатывается в процессе проведения энергетического обследования энергоисточника, тепловых сетей и потребителей тепловой энергии.

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

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети муниципального образования Рудничный.

### **1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей**

Разработка гидравлического режима для системы теплоснабжения населенного пункта проводится эксплуатирующей организацией в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных Приказом Минэнерго России от 24.03.2003г № 115. Ежегодно разрабатываются гидравлические режимы работы системы теплоснабжения. Мероприятия по регулированию расхода воды у потребителей составляются для каждого отопительного сезона. На планируемые к строительству объекты теплоснабжения гидравлические режимы разрабатываются проектной организацией при проектировании новых трубопроводов отопления и ГВС.

### **1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет**

По предоставленным данным от Администрации Верхнекамского муниципального округа Кировской области сведения о статистике отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет отсутствует.

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

По предоставленным данным от Администрации Верхнекамского муниципального округа Кировской области сведения о статистике восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет отсутствует.

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

Существует несколько способов проведения диагностики тепловых сетей, с помощью которых планируются капитальные и текущие ремонты.

Методы технической диагностики:

- Метод акустической эмиссии. Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих ТС имеет ограниченную область использования.

- Метод магнитной памяти металла. Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом ТС. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.

- Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора. При доступной поверхности трассы, желательно с однородным покрытием, наличием точной исполнительной документации, с применением специального программного обеспечения, может очень хорошо показывать состояние обследуемого участка. По вышеназванным условиям применение возможно только на 10% старых прокладок. В некоторых случаях метод эффективен для поиска утечек.

- Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне. Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет.

- Метод акустической диагностики. Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок ТС.

- Опрессовка на прочность повышенным давлением. Метод применялся и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения

и внедрения, но в настоящее время в среднем стабильно показывает эффективность 93-94%. То есть 94% повреждений выявляется в ремонтный период и только 6% уходит на период отопления. С применением комплексной оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов, опрессовку стало возможным рассматривать, как метод диагностики и планирования ремонтов, переключков ТС.

Опыт планирования ремонтов, анализ состояния действующих сетей, опыт применения различных методов диагностики позволяет сделать следующие предложения для будущих нормативных документов по ТС:

1. Техническую диагностику на предприятиях тепловых сетей нужно внедрять системно одновременно с изменением системы планирования и проведения ремонтных работ и индивидуально в зависимости от особенностей конкретного предприятия.

2. Нормы эксплуатации необходимо разрабатывать отдельно для каждой теплоснабжающей организации на основании перевода всех данных в электронный вид и последующего анализа.

3. Проектирование новых сетей должно выполняться с прогнозом надежности и предусматривать встроенную систему диагностики с описанием технологии ее проведения и расчетом необходимых финансовых и трудовых затрат.

4. Для разработки нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию ТС, необходимо предварительно проводить достаточно глубокий анализ актуальных паспортных данных прокладок сети, условий их эксплуатации и данные мониторинга состояния за ряд лет.

5. Стратегия развития ЦТ должна быть нацелена на плановую замену сетей и устаревших конструкций на новые более надежные, с гарантированным сроком службы и встроенной автоматической системой выявления мест нарушения условий эксплуатации. Ремонт должен быть только плано-предупредительный.

Испытания тепловых сетей следует проводить в соответствии с СП 41 - 105-2002 «Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из стальных труб с индивидуальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке». При проведении испытаний тепловых сетей следует соблюдать требования СНиП 3.05.03, Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды ПБ 03-75-94, Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и тепловых сетей РД 34.03.201-97.

Согласно материалам предоставленных эксплуатирующей организацией на котельных действует график ППР и опрессовки к осенне-зимнему периоду.

Плано-предупредительный ремонт включает в себя ремонт запорной арматуры, ремонт тепловых колодцев, ремонт теплоизоляции, замена изношенных трубопроводов, гидравлическое регулировка объектов. Гидроиспытание проводится давлением не ниже 12кгс/см<sup>2</sup>.

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

По предоставленным данным от Администрации Верхнекамского муниципального округа Кировской области сведения о периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей отсутствует.

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

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

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой, м<sup>3</sup>, определяются по формуле:

$$G_{\text{ут.к}} = aV_{\text{год}}n_{\text{год}}10^{-2} = m_{\text{ут.год.к}}n_{\text{год}}, \quad (1)$$

где  $a$  - норма среднегодовой утечки теплоносителя, м<sup>3</sup>/год, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час;

$V_{\text{год}}$  - среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м<sup>3</sup>;

$n_{\text{год}}$  - продолжительность функционирования тепловых сетей в году, ч;

$m_{\text{ут.год.к}}$  - среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м<sup>3</sup>/ч.

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, м<sup>3</sup>, определяется из выражения:

$$V_{\text{год}} = (V_{\text{от}}n_{\text{от}} + V_{\text{л}}n_{\text{л}}) / (n_{\text{от}} + n_{\text{л}}) = (V_{\text{от}}n_{\text{от}} + V_{\text{л}}n_{\text{л}}) / n_{\text{год}}, \quad (2)$$

где  $V_{\text{от}}$  и  $V_{\text{л}}$  - емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, м<sup>3</sup>;

$n_{\text{от}}$  и  $n_{\text{л}}$  - продолжительность функционирования тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, ч.

При расчете значения среднегодовой емкости необходимо учесть: емкость трубопроводов, вновь вводимых в эксплуатацию, и продолжительность использования данных трубопроводов в течение календарного года; емкость трубопроводов, образуемую в результате реконструкции тепловой сети (изменения диаметров труб на участках, длины трубопроводов, конфигурации трассы тепловой сети) и период времени, в течение которого введенные в эксплуатацию участки реконструированных трубопроводов задействованы в календарном году; емкость трубопроводов, временно выводимых из использования для ремонта, и продолжительность ремонтных работ.



При определении значения среднегодовой емкости тепловой сети в значении емкости трубопроводов в неотапительном периоде должно учитываться требование правил технической эксплуатации о заполнении трубопроводов деаэрированной водой с поддержанием избыточного давления не менее  $0,5 \text{ кгс/м}^2$  в верхних точках трубопроводов.

Прогнозируемая продолжительность отопительного периода принимается как средняя из соответствующих фактических значений за последние 5 лет или в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального эксплуатационного режима, а также сверхнормативные потери в нормируемую утечку не включаются.

Затраты теплоносителя, обусловленные вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых, так и после плановых ремонтов или реконструкции, принимаются в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей.

Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматривающими такой слив, определяются конструкцией указанных приборов и технологией обеспечения нормального функционирования тепловых сетей и оборудования.

Значения годовых потерь теплоносителя в результате слива,  $\text{м}^3$ , определяются из формулы:

$$G_{\text{а.н}} = \sum_1^k mNn_{\text{год авт.}}, \quad (3)$$

где  $m$  - технически обоснованный расход теплоносителя, сливаемого каждым из действующих приборов автоматики или защиты одного типа,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$N$  - количество действующих приборов автоматики или защиты одного типа, шт.;

$n_{\text{год авт.}}$  - продолжительность функционирования однотипных приборов в течение года, ч;

$k$  - количество групп однотипных действующих приборов автоматики и защиты.

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

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

План проведения эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ утверждается руководителем теплосетевой организации и включается в состав обосновывающих нормативы материалов.

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.

Определение нормативных технологических затрат и потерь тепловой энергии, обусловленных потерями и затратами теплоносителя - воды.

Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии, Гкал, обусловленных потерями теплоносителя, производится по формуле:

$$Q_{у.н} = m_{у.год} \rho_{год} c [b\tau_{1год} + (1-b)\tau_{2год} - \tau_{х.год}] \rho_{год} 10^{-6}, \quad (8)$$

где  $\rho_{год}$  - среднегодовая плотность теплоносителя при средней (с учетом  $b$ ) температуре теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети,  $кг/м^3$ ;

$b$  - доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом тепловой сети (при отсутствии данных можно принимать от 0,5 до 0,75);

$\tau_{1год}$  и  $\tau_{2год}$  - среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по температурному графику регулирования тепловой нагрузки,  $^{\circ}C$ ;

$\tau_{х.год}$  - среднегодовое значение температуры исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети,  $^{\circ}C$ ;

$c$  - удельная теплоемкость теплоносителя,  $ккал/кг^{\circ}C$ .

Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах рассчитываются как средневзвешенные по среднемесячным значениям температуры теплоносителя в соответствующем трубопроводе с учетом числа часов работы в каждом месяце. Среднемесячные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах определяются по эксплуатационному температурному графику отпуска тепловой энергии в соответствии с ожидаемыми среднемесячными значениями температуры наружного воздуха.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха определяются как средние из соответствующих статистических значений по информации метеорологической станции за последние 5 лет, или в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии и климатологическим справочником.

Средневзвешенные значения температуры теплоносителя в подающих  $\tau_{1год}$  и обратных  $\tau_{2год}$  трубопроводах тепловой сети,  $^{\circ}C$ , можно определить по формулам:

$$\tau_{1год} = \sum (\tau_{1i} \rho_i) / (\rho_{от} + \rho_{п}) = \sum (\tau_{1i} \rho_i) / \rho_{год}; \quad (9a)$$

$$\tau_{2год} = \sum (\tau_{2i} \rho_i) / (\rho_{от} + \rho_{п}) = \sum (\tau_{2i} \rho_i) / \rho_{год}, \quad (9б)$$

где  $\tau_{1i}$  и  $\tau_{2i}$  - значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по эксплуатационному температурному графику отпуска тепловой энергии при средней температуре наружного воздуха соответствующего месяца,  $^{\circ}C$ .

Среднегодовое значение температуры  $\tau_{х.год}$  исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения для подпитки тепловой сети,  $^{\circ}C$ , определяется по формуле, аналогичной формулам (9а) и (9б).

При отсутствии достоверной информации по температурам исходной воды допустимо принимать  $\tau_{х.от} = 5^\circ\text{C}$ ,  $\tau_{х.л} = 15^\circ\text{C}$ .

Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение новых участков трубопроводов и после плановых ремонтов, Гкал, определяются:

$$Q_{\text{зап}} = 1,5 V_{\text{тр.з}} \rho_{\text{зап}} c (\tau_{\text{зап}} - \tau_x) 10^{-6}, \quad (10)$$

где  $V_{\text{тр.з}}$  - емкость заполняемых трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организации,  $\text{M}^3$ ;

$\rho_{\text{зап}}$  - плотность воды, используемой для заполнения,  $\text{кг}/\text{M}^3$ ;

$\tau_{\text{зап}}$  - температура воды, используемой для заполнения,  $^\circ\text{C}$ ;

$\tau_x$  - температура исходной воды, подаваемой на источник тепловой энергии в период заполнения,  $^\circ\text{C}$ .

Нормативные технологические потери тепловой энергии со сливами из приборов автоматического регулирования и защиты, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{а.н}} = G_{\text{а.н}} \rho_{\text{сл}} c (\tau_{\text{сл}} - \tau_x) 10^{-6}, \quad (11)$$

где  $G_{\text{а.н}}$  - годовые потери теплоносителя в результате слива,  $\text{M}^3$ ;

$\rho_{\text{сл}}$  - среднегодовая плотность теплоносителя в зависимости от места установки автоматических приборов,  $\text{кг}/\text{M}^3$ ;

$\tau_{\text{сл}}$  и  $\tau_x$  - температура сливаемого теплоносителя и исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения в период слива,  $^\circ\text{C}$ .

При запланированном проведении эксплуатационных испытаний и других регламентных работ должны быть определены затраты тепловой энергии с этой составляющей затрат теплоносителя по формулам, аналогичным формуле (11).

Определение нормативных технологических затрат и потерь тепловой энергии, обусловленных потерями и затратами теплоносителя - пара.

Нормативные потери тепловой энергии, обусловленные потерями пара, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{шт}} = G_{\text{шт}} (i_{\text{п}} - i_x) 10^{-3}, \quad (12)$$

где  $i_{\text{п}}$  и  $i_x$  - энтальпия пара при средних значениях давления и температуры по отдельным магистралям на источнике теплоснабжения и на границе эксплуатационной ответственности, а также исходной воды, ккал/кг.

Нормативные потери тепловой энергии, обусловленные потерями конденсата, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{пк}} = G_{\text{пк}} c (\tau_{\text{конд}} - \tau_x) 10^{-3}, \quad (13)$$

где  $\tau_{\text{конд}}$  и  $\tau_x$  - средние за период функционирования паровых сетей значения температуры конденсата и исходной воды на источнике теплоснабжения, °С.

Потери тепловой энергии, связанные с проведением эксплуатационных испытаний паропроводов и конденсатопроводов и (или) других регламентных работ, включая прогрев, продувку паропроводов определяются по формулам, аналогичным формулам (12) и (13).

Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов водяных тепловых сетей.

Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов производится на базе значений часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях эксплуатации тепловых сетей.

В отдельных случаях возникает необходимость вместо среднегодовых значений удельных часовых тепловых потерь определять среднесезонные значения, например, при работе сетей только в отопительный период при отсутствии горячего водоснабжения или при самостоятельных тепловых сетях горячего водоснабжения, осуществлении горячего водоснабжения по открытой схеме по одной трубе (без циркуляции)

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей производится согласно значениям норм тепловых потерь (теплого потока).

Значения нормативных удельных часовых тепловых потерь при среднегодовых (среднесезонных) условиях эксплуатации, отличающихся от значений, приведенных в соответствующих таблицах, ккал/мч, определяются линейной интерполяцией или экстраполяцией.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей, производится в зависимости от года проектирования теплопроводов:

- спроектированных с 1959 г. по 1989 г. включительно;
- спроектированных с 1990 г. по 1997 г. включительно;
- спроектированных с 1998 г. по 2003 г. включительно;
- спроектированных с 2004 г.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь, Гкал/ч, для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей производится по формуле:

$$Q_{\text{из.н.год}} = \sum (q_{\text{из.н}} L \beta) 10^{-6}, \quad (14)$$

где  $q_{\text{из.н}}$  - удельные часовые тепловые потери трубопроводами каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые (среднесезонные) условия эксплуатации, ккал/чм;

L - длина участка трубопроводов тепловой сети, м;

$\beta$  - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами (принимается 1,2 при диаметре трубопроводов до 150 мм и 1,15 - при диаметре 150 мм и более, а также при всех диаметрах трубопроводов бесканальной прокладки, независимо от года проектирования).

Значения нормативных часовых тепловых потерь, Гкал/ч, участков трубопроводов тепловых сетей, аналогичных участкам трубопроводов, подвергавшихся испытаниям на тепловые потери, по типу прокладки, виду изоляционных конструкций и условиям эксплуатации, определяются для трубопроводов подземной и надземной прокладки отдельно по формуле, аналогичной формуле (8):

$$Q_{\text{из.н.год}} = \sum (k_{\text{н}} q_{\text{из.н}} L \beta) 10^{-6}, \quad (15)$$

где  $k_{\text{н}}$  - поправочный коэффициент для определения нормативных часовых тепловых потерь, полученный по результатам испытаний на тепловые потери.

Приказом Минэнерго России от 10 августа 2012 г. N 377 в пункт 11.3.5 внесены изменения

Значения поправочного коэффициента  $k_{\text{н}}$  определяются по формуле:

$$k_{\text{н}} = Q_{\text{из.год.н}} / Q_{\text{из.год.н}}, \quad (16)$$

где  $Q_{\text{из.год.н}}$  и  $Q_{\text{из.год.н}}$  - тепловые потери, определенные в результате испытаний на тепловые потери, пересчитанные на среднегодовые условия эксплуатации каждого испытанного участка трубопроводов тепловой сети, и потери, определенные по нормам для тех же участков, Гкал/ч.

Значения тепловых потерь трубопроводами тепловых сетей за год, Гкал, определяются на основании значений часовых тепловых потерь при среднегодовых (среднесезонных) условиях эксплуатации.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь паропроводов для всех участков магистралей производится на основе сведений о конструктивных особенностях теплопроводов (тип прокладки, год проектирования, наружный диаметр трубопроводов, длина участка) и норм тепловых потерь (теплового потока).

Для определения средних параметров теплоносителя на i-ом участке магистрали необходимо рассчитать конечные параметры теплоносителя i-го участка исходя из среднегодовых параметров (давление и температура) пара на источнике теплоснабжения и максимальных договорных расходов пара у каждого потребителя. Конечная температура  $(\tau_{2i})$  i-го участка магистрали определяется по формуле:

$$\tau_{2i} = t_0^{\text{ср.г}} + \left( \tau_{1i} - t_0^{\text{ср.г}} \right) \cdot e^{\frac{-L \cdot \beta}{R \cdot G \cdot 10^3 \cdot c}}, \quad (17)$$

где  $t_{ср.г}$  - среднегодовая температура окружающей среды (наружный воздух - для надземной прокладки, грунт - для подземной), °С;

$\tau_{1i}$  - температура пара в начале  $i$ -го участка, °С;

$\beta$  - коэффициент местных тепловых потерь;

$R_i$  - суммарное термическое сопротивление  $i$ -го участка, (м·ч·°С)/ккал, определяется в соответствии с методическими указаниями по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии;

$G_i$  - расход пара на  $i$ -ом участке, т/ч;

$c_i$  - удельная изобарная теплоемкость пара при средних значениях давления и температуры (среднее значение температуры на 1-ой итерации принимается равным  $\tau_{ср.i} = \tau_{1i} - 30^\circ\text{C}$ ) на  $i$ -ом участке, ккал/(кг·°С).

После вычисления  $\tau_{2i}$  уточняется удельная изобарная теплоемкость пара  $c_i$  (при

температуре  $\tau_{ср.i} = \frac{\tau_{1i} + \tau_{2i}}{2}$  и среднем давлении  $P_{ср.i} = \frac{P_{1i} + P_{2i}}{2}$ ) и расчет повторяется до

получения разницы  $(\tau_{2i}^{(n)} - \tau_{2i}^{(n+1)}) \leq 5^\circ\text{C}$ , где  $\tau_{2i}^{(n)}$  и  $\tau_{2i}^{(n+1)}$  среднегодовые температуры в конце магистрали при  $n$  и  $(n+1)$  расчете.

Конечное абсолютное давление пара  $i$ -го участка магистрали определяется по формуле:

$$P_{2i} = P_{1i} \cdot \sqrt{1 - \frac{2R_{1i} \cdot (1 + \alpha_i) \cdot (\tau_{ср.i} + 273,15)}{P_{1i} \cdot (\tau_{1i} + 273,15) \cdot 10^4} \cdot L_i}, \quad (18)$$

где  $P_{1i}$  - абсолютное давление пара в начале  $i$ -го участка, кгс/см<sup>2</sup>;

$L_i$  - длина  $i$ -го участка паропровода, м;

$R_{1i}$  - удельное линейное падение давления  $i$ -го участка, кг/м<sup>2</sup>·м;

$\alpha_i$  коэффициент местных потерь давления  $i$ -го участка.

Удельное линейное падение давления на  $i$ -ом участке определяется по формуле:

$$R_{1i} = \frac{8,34 \cdot G_i^2}{P_{1i} \cdot d_{вн.i}^{5,25}} \cdot 10^{-5}, \quad (19)$$

где  $P_{1i}$  плотность пара  $i$ -го участка паропровода, кг/м<sup>3</sup>;

$d_{вн.i}$  - внутренний диаметр паропровода на  $i$ -ом участке, м.

Коэффициент местных потерь давления  $i$ -го участка определяется по формуле:

$$\alpha_i = \frac{76,45 \cdot \sum \xi_{xi} \cdot d_{вн.i}^{1,25}}{L_i}, \quad (20)$$

где  $\sum \xi_{xi}$  сумма коэффициентов местных сопротивлений на  $i$ -ом участке.

Для паровых сетей в системах теплоснабжения от отопительных (производственно-отопительных) котельных с присоединенной тепловой нагрузкой (по пару) до 7 Гкал/ч ожидаемые средние значения давления пара и его температуры могут определяться по каждому паропроводу в целом по приведенным ниже формулам (21) и (22):

среднее давление пара  $P_{ср}$  в паропроводе, кгс/см<sup>2</sup>, определяется по формуле:

$$P_{ср} = \left[ \sum_i^k (P_n - P_k) n_{const} / 2 \right] / n_{год}, \quad (21)$$

где  $P_n$  и  $P_k$  - давление пара в начале каждого паропровода и на границах эксплуатационной ответственности организации по периодам функционирования  $n_{const}$ , ч, с относительно постоянными значениями давления, кгс/см<sup>2</sup>;

$n_{год}$  - продолжительность функционирования каждого паропровода в течение года, ч;  
 $k$  - количество паропроводов паровой сети, шт.

средняя температура пара  $t_{п}^{ср}$ , °С, определяется по формуле:

$$t_{п}^{ср} = \left[ \sum_i^k (t_n - t_k) n_{const} / 2 \right] / n_{год}, \quad (22)$$

где  $t_n$  и  $t_k$  - температура пара в начале каждого паропровода и на границах эксплуатационной ответственности организации по периодам функционирования, °С.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь для условий, средних за период эксплуатации конденсатопроводов, производится согласно значениям норм тепловых потерь (теплового потока), в соответствии с годом проектирования конкретных участков тепловых сетей.

Значения нормативных удельных часовых тепловых потерь при условиях, средних за период эксплуатации, отличающихся от значений, приведенных в соответствующих таблицах, ккал/мч, определяются линейной интерполяцией или экстраполяцией.

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

Фактические потери тепловой энергии при передаче представлена в таблице 9.

Таблица 9.

Наименование источника теплоснабжения	Вид теплопотери	Фактические потери тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии за последние 3 года		
		2020 г	2021 г	2022 г
Котельная пгт. Рудничный	Потери в тепловых сетях	18 954,6	20803,7	20803,7

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

По предоставленным данным от Администрации Верхнекамского муниципального округа Кировской области сведения о предписаниях надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результатов их исполнения отсутствуют.

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

Система теплоснабжения от котельной пгт. Рудничный закрытая, двухтрубная, зависимая (одноконтурная). Тепловые сети от котельной до потребителя проложены стальными трубами диаметром от 32 до 530 мм, способ прокладки - наземный на опорах. По тепловым сетям организован отпуск тепловой энергии на отопление.

Внутридомовые системы отопления потребителей присоединены к централизованным системам теплоснабжения преимущественно по зависимым схемам.

Услуга ГВС от централизованных котельных на территории муниципального образования Рудничный не предоставляется. Приготовление ГВС на территории поселения организовано децентрализованно на индивидуальных водонагревателях, установленных у потребителей.

Регулирование отпуска тепловой энергии от источников – центрально- качественное по отопительному графику.

Температурный эксплуатационный график в зоне действия котельных муниципального образования Рудничный - 95/70°C.

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



Приборы учета отпущенной тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, отсутствуют. Установка приборов учета тепла для небольших многоквартирных и индивидуальных домов нерентабельна.

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

По предоставленным данным от Администрации Верхнекамского муниципального округа Кировской области диспетчерские службы теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, средства автоматизации, телемеханизации и связи отсутствуют.

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

Автоматизация центральных тепловых пунктов и насосных станций отсутствуют.

### **1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

Средства и оборудование для защиты сетей от превышения давления отсутствуют.

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

Бесхозные тепловые сети отсутствуют. Обоснование в выборе организации, уполномоченной на их эксплуатацию отсутствует.

### **1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)**

Данные энергетических характеристик тепловых сетей отсутствуют.

## **1.4. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии**

### **1.4.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления**

Численность населения на 01.01.2022 г. — 2875 человек, общая площадь территории муниципального образования — 3500 га.

Территория действия источника тепловой энергии - Новая котельная пгт. Рудничный. Источник тепловой энергии обеспечивает теплоснабжением типы зданий -Жилые дома, федеральные бюджетные потребители, Региональные бюджетные потребители, муниципальные бюджетные потребители, прочие

Расчетная температура наружного воздуха – 34 °С.

Продолжительность отопительного периода 239 суток.

### **1.4.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии**

Установленная мощность теплоисточника взята на основании технического паспорта котельных и данных, размещенных на официальных сайтах в рамках раскрытия информации. Располагаемая мощность источников определена по режимным картам котлоагрегатов и котлов, а также в результате анализа данных, предоставленных в результате запросов.

Краткие характеристики источников теплоснабжения представлены в таблице 10.

**Таблица 10. Краткие характеристики источников теплоснабжения**

<b>Обслуживающая организация</b>	<b>Наименование источника</b>	<b>Установленная мощность источника, Гкал/ч</b>	<b>Располагаемая мощность источника, Гкал/ч</b>	<b>Собственные нужды источника, Гкал/ч</b>	<b>Тепловая мощность нетто источника, Гкал/ч</b>
КОГУП "Облокоммунсервис"	Новая котельная пгт Рудничный	16,337	15,1	0,458	14,615

#### **1.4.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

Сложившаяся ситуация такова, что потребители в целом по району отключаются от централизованных источников теплоснабжения ввиду того, что стоимость 1 Гкал очень высока. Потребители тепловой энергии при газификации населенных пунктов, стараются перейти на альтернативные источники центральному теплоснабжению.

Прогнозирование развития, сложившееся ситуация ведет к тому, что потребители тепловой энергии, а именно население будут отключены от централизованного источника теплоснабжения.

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 года № 190-ФЗ п.15 ст. 14. «О теплоснабжении» с 01.01.2011 г. запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством РФ, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения. Перевод на автономное отопление отдельно взятой квартиры в многоквартирном доме приводит к изменению теплового баланса дома и нарушению работы инженерной системы дома.

Следует отметить, что отключение от централизованного теплоснабжения многоквартирного дома невозможно в случае возникновения серьезных нарушений в схеме теплоснабжения муниципального образования, возникших при отключении многоквартирного дома от централизованного теплоснабжения.

В свою очередь, любые действия по замене и переносу инженерных отопительных сетей и оборудования, которые произведены при отсутствии соответствующего согласования или с нарушением проекта переустройства, представленного для согласования, именуется самовольным переустройством.

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

При актуализации схемы теплоснабжения были использованы данные о территориальном делении, установленные в утвержденной схеме территориального планирования Верхнекамского муниципального округа. Условно территория населенных пунктов с расположенными централизованными источниками теплоснабжения разделены на территории (зоны) действия источников теплоснабжения и территории (зоны) действия индивидуальных источников теплоснабжения. Информация о значении потребления тепловой энергии в расчетных элементах при расчетных температурах наружного воздуха приведена в пункте 1.4.1 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

#### **1.4.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение**

Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление не предоставлены.

#### **1.4.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения**

Значения тепловых нагрузок, указанные в договорах теплоснабжения предоставлены в таблице 11.

#### **1.4.7. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии**

Сравнения величин договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии не предоставляется возможным, по причине отсутствия предоставленных данных.

#### **1.5. Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии**

Балансы тепловой мощности и тепловых нагрузок котельных муниципального образования Рудничный представлены в таблице 11. Расчетная температура наружного воздуха для населенных пунктов сельского поселения согласно СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» равна - 34°C.

**Таблица 11. Балансы тепловой мощности и тепловых нагрузок котельной пгт Рудничный за 2021 год**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование показателя.</b>	<b>Котельная пгт. Рудничный</b>
1	Количество выработанной тепловой энергии котлами, Гкал.	47754,5
2	Отпуск тепла с коллекторов котельной, Гкал	42780
3	Покупка тепловой энергии, Гкал	-
4	Отпуск в тепловую сеть, Гкал	23825,4

5	Потери в тепловых сетях Гкал:	18954,6
6	Полезный отпуск тепловой энергии всего, Гкал, в том числе:	23825,4
6.1	-для реализации сторонним потребителям	23825,4
6.2	-бюджетным потребителям	3152,4
6.3	-Населению	19746,1
	ГВС населению	0
6.4	-для собственного потребления котельной	2504,2



**Рисунок 3. Потребление тепла котельной пгт. Рудничный**

Большую часть потерь теплоносителя связано с его транспортом, а именно потери теплоносителя через изоляцию трубопровода и потери теплоносителя, связанные с утечками. Характеристика трубопроводов тепловых сетей приведена в п.1.3.3 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения. На рисунке 3 графически отображено потребление тепла, связанное с транспортом теплоносителя по централизованной системе муниципального образования пгт. Рудничный.

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

По предоставленным данным подключение новых потребителей тепловой энергии не производился. Изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения нет.

**1.6. Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии**

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии представлены в таблице 12.

**Таблица 12. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой**

Адрес источника тепловой энергии	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч			Фактическая максимальная часовая тепловая нагрузка, приведённая к	Резерв тепловой мощности, Гкал/ч
	установленная	располагаемая	нетто	Потери в тепловых сетях	
Котельная пгт. Рудничный	16,337	15,1	14,615	3,627	+1,772

**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**

Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по источнику тепловой энергии представлена в таблице 13.

**Таблица 13. Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по источнику тепловой энергии**

Показатель	Ед. изм.	Этап			
		2023	2024-2029	2030-2035	2036-2040
Перспективный баланс тепловой мощности в зоне действия котельной пгт. Рудничный					
Установленная мощность	Гкал/ч	16,337	16,337	16,337	16,337

Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	лет	9	10	14	18
Располагаемая мощность	Гкал/ч	15,1	15,1	15,1	15,1
Потери располагаемой тепловой мощности	Гкал/ч	0,00	0,000	0,000	0,000
Технологические и собственные нужды	Гкал/ч	0,485	0,485	0,485	0,485
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/ч	15,852	15,852	15,852	15,852
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	3,627	3,627	3,627	3,627
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	10,988	10,988	10,988	10,988
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	14,615	14,615	14,615	14,615
Резерв/дефицит тепловой мощности нетто	Гкал/ч	+1,772	+1,772	+1,772	+1,772

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

Резерв и дефицит тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии сведен в таблицу 14.

Таблица 14.

<i>Наименование котельной</i>	<i>Установленная Производит. Котельной, Гкал/ч</i>	<i>Расчетная подключенная нагрузка, Гкал/ч</i>	<i>Резерв (+), Дефицит (-) мощности, %</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
Котельная пгт. Рудничный	16,337	10,988	31,325

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

Разработка гидравлического режима для системы теплоснабжения населенного пункта проводится эксплуатирующей организацией в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных Приказом Минэнерго России от 24.03.2003г № 115. Ежегодно разрабатываются гидравлические режимы работы системы теплоснабжения. Мероприятия по регулированию расхода воды у потребителей составляются для каждого отопительного сезона.

#### **1.6.4. Анализ причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

Дефицит тепловой энергии - технологическая невозможность обеспечения тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, объема поддерживаемой резервной мощности и подключаемой тепловой нагрузки. Как видно из п 1.6.2. обосновывающих материалов дефициты тепловой энергии на централизованных источниках теплоснабжения не возникает. Для того, чтобы дефициты тепловой энергии не возникали на тепловых источниках, необходимо вовремя проводить планово-предупредительные и капитальные ремонты основного и вспомогательного оборудования котельных, а также преждевременную замену тепловых сетей.

#### **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**

На территории пгт. Рудничный на источниках централизованного теплоснабжения наблюдается резерв тепловой мощности, связано это с тем, что потребители отключаются от централизованных источников, а расширение или перераспределение зон действия источников теплоснабжения не наблюдается, поскольку стоимости 1 Гкал выше в сравнении со стоимостью эксплуатации зданий на индивидуальных источниках теплоснабжения.

### **1.7. Часть 7. Балансы теплоносителя**

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

Теплоносителем на котельной пгт. Рудничный Верхнекамского муниципального округа является вода. Забор воды производится из скважин населенных пунктов.

К потерям и затратам теплоносителя в процессе передачи, распределения и потребления тепловой энергии и теплоносителя относятся технологические затраты, обусловленные используемыми технологическими решениями и техническим уровнем оборудования системы теплоснабжения, а также утечки теплоносителя, обусловленные эксплуатационным состоянием тепловой сети и систем теплопотребления.

Емкость тепловых сетей пгт. Рудничный представлена в таблице 15.

Таблица 15.

<i>№ п/п</i>	<i>Диаметр труб, м</i>	<i>Год ввода в эксплуатацию</i>	<i>Тип прокладки</i>	<i>Удельный объем, м<sup>3</sup>/км</i>	<i>Протяженност ь трубопроводов, м</i>	<i>Емкость трубопро водов, м<sup>3</sup></i>
<b>Котельная пгт. Рудничный</b>						
1	0,530	1989	наземный	210,0	10	2,205065
2	0,530	1989	наземный	210,0	1120	246,9673

3	0,530	1989	наземный	210,0	95	20,94812
4	0,530	1989	наземный	210,0	680	149,9444
5	0,530	1989	наземный	210,0	985	217,1989
6	0,530	1989	наземный	210,0	90	19,84559
7	0,530	1989	наземный	210,0	95	20,94812
8	0,530	1989	наземный	210,0	130	28,66585
9	0,426	1975	наземный	135,0	430	61,25722
10	0,273	1982	наземный	75,0	20	1,170105
11	0,273	1982	наземный	75,0	165	9,653369
12	0,273	1982	наземный	75,0	80	4,680421
13	0,273	1982	наземный	75,0	270	15,79642
14	0,273	1982	наземный	75,0	120	7,020632
15	0,273	1982	наземный	75,0	105	6,143053
16	0,273	1982	наземный	75,0	150	8,77579
17	0,426	1981	наземный	135,0	110	15,67045
18	0,426	1981	наземный	135,0	10	1,424587
19	0,426	1981	наземный	135,0	85	12,10899
20	0,426	1981	наземный	135,0	55	7,835226
21	0,426	1981	наземный	135,0	15	2,13688
22	0,325	1981	наземный	101,0	65	5,389516
23	0,325	1981	наземный	101,0	35	2,902047
24	0,325	1981	наземный	101,0	60	4,974938
25	0,325	1981	наземный	101,0	30	2,487469
26	0,325	1981	наземный	101,0	100	8,291563
27	0,325	1981	наземный	101,0	20	1,658313
28	0,325	1981	наземный	101,0	10	0,829156
29	0,325	1981	наземный	101,0	55	4,560359
30	0,159	1986	наземный	18,0	210	4,167573
31	0,108	1980	наземный	8,0	50	0,457812
32	0,273	1980	наземный	75,0	20	1,170105
33	0,273	1980	наземный	75,0	100	5,850527
34	0,108	1980	наземный	8,0	25	0,228906
35	0,159	1980	наземный	101,0	20	0,396912
36	0,045	1981	наземный	1,3	50	0,079481
37	0,045	1980	наземный	1,3	25	0,039741
38	0,108	1980	наземный	8,0	25	0,228906
39	0,039	1980	наземный	1,2	50	0,059699
40	0,133	1980	наземный	12,0	40	0,555435
41	0,089	1980	наземный	5,3	40	0,248719
42	0,039	1980	наземный	1,2	50	0,059699
43	0,045	1980	наземный	1,3	10	0,015896
44	0,039	1981	наземный	1,2	40	0,047759
45	0,039	1981	наземный	1,2	10	0,01194
46	0,108	1981	наземный	8,0	60	0,549374
47	0,089	1981	наземный	5,3	40	0,248719



48	0,089	1981	наземный	5,3	20	0,12436
49	0,089	1981	наземный	5,3	40	0,248719
50	0,089	1986	наземный	5,3	35	0,217629
51	0,057	1986	наземный	1,4	10	0,025505
52	0,057	1986	наземный	1,4	10	0,025505
53	0,057	1986	наземный	1,4	10	0,025505
54	0,089	1986	наземный	5,3	40	0,248719
55	0,325	1986	наземный	101,0	240	19,89975
56	0,159	1986	наземный	101,0	60	1,190735
57	0,159	1986	наземный	101,0	30	0,595368
58	0,159	1986	наземный	101,0	70	1,389191
59	0,057	1986	наземный	1,4	70	0,178533
60	0,108	1982	наземный	8,0	70	0,640937
61	0,039	1982	наземный	1,2	20	0,02388
62	0,039	1982	наземный	1,2	30	0,03582
63	0,089	1986	наземный	5,3	20	0,12436
64	0,089	1982	наземный	5,3	100	0,621799
65	0,089	1982	наземный	5,3	10	0,06218
66	0,045	1980	наземный	1,3	20	0,031793
67	0,076	1982	наземный	3,9	25	0,113354
68	0,089	1982	наземный	5,3	5	0,03109
69	0,089	1982	наземный	5,3	25	0,15545
70	0,159	1982	наземный	101,0	50	0,992279
71	0,159	1982	наземный	101,0	60	1,190735
72	0,057	1982	наземный	1,4	6	0,015303
73	0,057	1982	наземный	1,4	7	0,017853
74	0,045	1982	наземный	1,3	7	0,011127
75	0,039	1982	наземный	1,2	15	0,01791
76	0,089	1985	наземный	5,3	5	0,03109
77	0,273	1985	наземный	75,0	110	6,435579
78	0,273	1985	наземный	75,0	170	9,945895
79	0,273	1985	наземный	75,0	10	0,585053
80	0,273	1985	наземный	75,0	20	1,170105
81	0,273	1985	наземный	75,0	20	1,170105
82	0,089	1985	наземный	5,3	50	0,310899
83	0,108	1985	наземный	8,0	10	0,091562
84	0,076	1985	наземный	3,9	10	0,045342
85	0,108	1985	наземный	8,0	90	0,824062
86	0,076	1985	наземный	3,9	70	0,317391
87	0,089	1985	наземный	5,3	40	0,248719
88	0,076	1985	наземный	3,9	44	0,199503
89	0,057	1985	наземный	1,4	30	0,076514
90	0,039	1981	наземный	1,2	5	0,00597
91	0,089	1989	наземный	5,3	40	0,248719
92	0,159	1989	наземный	101,0	30	0,595368

93	0,089	1989	наземный	5,3	40	0,248719
94	0,108	1989	наземный	8,0	80	0,732499
95	0,325	1989	наземный	101,0	70	5,804094
96	0,325	1989	наземный	101,0	300	24,87469
97	0,159	1989	наземный	101,0	15	0,297684
98	0,219	1989	наземный	34,0	90	3,388445
99	0,089	1989	наземный	5,3	10	0,06218
100	0,159	1989	наземный	101,0	280	5,556764
101	0,133	1989	наземный	12,0	60	0,833152
102	0,089	1989	наземный	5,3	10	0,06218
103	0,057	1989	наземный	1,4	40	0,102019
104	0,039	1989	наземный	1,2	5	0,00597
105	0,039	1989	наземный	1,2	15	0,01791
106	0,045	1985	наземный	1,3	40	0,063585
107	0,039	1989	наземный	1,2	15	0,01791
108	0,039	1989	наземный	1,2	5	0,00597
109	0,057	1989	наземный	1,4	60	0,153028
110	0,159	1989	наземный	101,0	60	1,190735
111	0,108	1989	наземный	8,0	150	1,373436
112	0,045	1985	наземный	1,3	30	0,047689
113	0,057	1989	наземный	1,4	10	0,025505
114	0,057	1989	наземный	1,4	20	0,051009
115	0,089	1989	наземный	5,3	30	0,18654
116	0,039	1989	наземный	1,2	40	0,047759
117	0,133	1986	наземный	12,0	20	0,277717
118	0,133	1986	наземный	12,0	30	0,416576
119	0,057	1986	наземный	1,4	30	0,076514
120	0,057	1986	наземный	1,4	20	0,051009
121	0,057	1986	наземный	1,4	35	0,089266
122	0,032	1986	наземный		10	0,008038
123	0,057	1986	наземный	1,4	75	0,191285
124	0,039	1986	наземный	1,2	15	0,01791
125	0,039	1986	наземный	1,2	5	0,00597
126	0,039	1986	наземный	1,2	40	0,047759
127	0,089	1986	наземный	5,3	5	0,03109
128	0,045	1986	наземный	1,3	30	0,047689
129	0,039	1986	наземный	1,2	120	0,143278
130	0,039	1986	наземный	1,2	15	0,01791
131	0,045	1981	наземный	1,3	10	0,015896
132	0,057	1981	наземный	1,4	10	0,025505
133	0,076	1981	наземный	3,9	6	0,027205
134	0,133	1981	наземный	12,0	10	0,138859
135	0,133	1981	наземный	12,0	35	0,486005
136	0,076	1981	наземный	3,9	5	0,022671
137	0,045	1981	наземный	1,3	50	0,079481

138	0,076	1981	наземный	3,9	20	0,090683
139	0,076	1981	наземный	3,9	5	0,022671
140	0,045	1981	наземный	1,3	10	0,015896
141	0,089	1981	наземный	5,3	25	0,15545
142	0,159	1982	наземный	101,0	40	0,793823
143	0,159	1982	наземный	101,0	30	0,595368
144	0,057	2008	наземный	1,4	90	0,229542
145	0,159	1986	наземный	101,0	40	0,793823
146	0,159	1986	наземный	101,0	65	1,289963
147	0,057	1986	наземный	1,4	10	0,025505
148	0,057	1986	наземный	1,4	10	0,025505
149	0,057	1986	наземный	1,4	10	0,025505
150	0,045	1981	наземный	1,3	10	0,015896
151	0,057	1982	наземный	1,4	10	0,025505
152	0,045	1980	наземный	1,3	15	0,023844
153	0,133	1981	наземный	12,0	15	0,208288
154	0,133	1981	наземный	12,0	45	0,624864
155	0,133	1981	наземный	12,0	30	0,416576
156	0,159	1982	наземный	101,0	110	2,183014
157	0,159	1982	наземный	101,0	110	2,183014
158	0,089	1970	наземный	5,3	65	0,404169
159	0,045	1970	наземный	1,3	10	0,015896
160	0,045	1970	наземный	1,3	10	0,015896
161	0,045	1970	наземный	1,3	10	0,015896
162	0,108	1970	наземный	8,0	5	0,045781
163	0,057	1970	наземный	1,4	40	0,102019
164	0,089	1970	наземный	5,3	70	0,435259
165	0,045	1970	наземный	1,3	20	0,031793
166	0,045	1970	наземный	1,3	40	0,063585
167	0,076	1981	наземный	3,9	15	0,068012
168	0,057	1970	наземный	1,4	10	0,025505
169	0,032	1986	наземный	1,1	10	0,008038
170	0,045	1970	наземный	1,3	30	0,047689
171	0,159	1986	наземный	101,0	60	1,190735
172	0,159	1986	наземный	101,0	10	0,198456
173	0,159	1986	наземный	101,0	25	0,49614
174	0,159	1980	наземный	101,0	25	0,49614
175	0,159	1980	наземный	101,0	25	0,49614
176	0,108	1970	наземный	8,0	4	0,036625
177	0,089	1981	наземный	5,3	55	0,341989
178	0,045	1970	наземный	1,3	30	0,047689
179	0,045	1980	наземный	1,3	10	0,015896
180	0,045	1980	наземный	1,3	6	0,009538
181	0,133	1981	наземный	12,0	50	0,694293
182	0,032	1986	наземный	1,1	35	0,028134

183	0,057	1970	наземный	1,4	45	0,114771
184	0,089	1981	наземный	5,3	50	0,310899
185	0,089	1981	наземный	5,3	5	0,03109
186	0,159	1982	наземный	101,0	80	1,587647
187	0,159	1982	наземный	101,0	75	1,488419
188	0,108	1970	наземный	8,0	25	0,228906
189	0,057	1970	наземный	1,4	10	0,025505
190	0,076	1981	наземный	3,9	10	0,045342
191	0,057	1970	наземный	1,4	5	0,012752
192	0,057	1970	наземный	1,4	5	0,012752
193	0,057	1970	наземный	1,4	35	0,089266
194	0,057	1970	наземный	1,4	35	0,089266
195	0,057	1970	наземный	1,4	2	0,005101
196	0,108	1970	наземный	8,0	10	0,091562
197	0,076	1981	наземный	3,9	40	0,181366
198	0,045	1980	наземный	1,3	30	0,047689
199	0,108	1970	наземный	8,0	80	0,732499
200	0,089	1982	наземный	5,3	120	0,746158
201	0,089	1982	наземный	5,3	17	0,105706
202	0,108	1970	наземный	8,0	50	0,457812
203	0,045	1980	наземный	1,3	70	0,111274
204	0,108	1970	наземный	8,0	130	1,190311
205	0,089	1982	наземный	5,3	60	0,373079
206	0,108	1970	наземный	8,0	40	0,36625
207	0,057	1970	наземный	1,4	7	0,017853
208	0,108	1970	наземный	8,0	35	0,320468
209	0,045	1980	наземный	1,3	80	0,12717
210	0,089	1982	наземный	5,3	80	0,497439
211	0,159	1982	наземный	101,0	45	0,893051
212	0,219	1989	наземный	34,0	80	3,011951
213	0,273	1985	наземный	75,0	110	6,435579

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

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой,  $\text{м}^3$ , определяются по формуле:

$$G_{\text{ут}} = aV_{\text{год}} n_{\text{год}} 10^2 = m_{\text{ут.год.н}} n_{\text{год}}, \quad (1)$$

где  $a$  - норма среднегодовой утечки теплоносителя,  $\text{м}^3/\text{ч}\cdot\text{м}^3$ , установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час;

$V_{\text{год}}$  - среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией,  $\text{м}^3$ ;

$n_{\text{год}}$  - продолжительность функционирования тепловых сетей в году, ч;

$m_{\text{ут.год.н}}$  - среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей,  $\text{м}^3$ , определяется из выражения:

$$V_{\text{год}} = (V_{\text{от}} n_{\text{от}} + V_{\text{л}} n_{\text{л}}) / (n_{\text{от}} + n_{\text{л}}) = (V_{\text{от}} n_{\text{от}} + V_{\text{л}} n_{\text{л}}) / n_{\text{год}} \quad (2)$$

где  $V_{\text{от}}$  и  $V_{\text{л}}$  - емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах,  $\text{м}^3$ ;

$n_{\text{от}}$  и  $n_{\text{л}}$  - продолжительность функционирования тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, ч.

При расчете значения среднегодовой емкости необходимо учесть: емкость трубопроводов, вновь вводимых в эксплуатацию, и продолжительность использования данных трубопроводов в течение календарного года; емкость трубопроводов, образуемую в результате реконструкции тепловой сети (изменения диаметров труб на участках, длины трубопроводов, конфигурации трассы тепловой сети) и период времени, в течение которого введенные в эксплуатацию участки реконструированных трубопроводов задействованы в календарном году; емкость трубопроводов, временно выводимых из использования для ремонта, и продолжительность ремонтных работ.

При определении значения среднегодовой емкости тепловой сети в значении емкости трубопроводов в неотопительном периоде должно учитываться требование правил технической эксплуатации о заполнении трубопроводов деаэрированной водой с поддержанием избыточного давления не менее  $0,5 \text{ кгс/см}^2$  в верхних точках трубопроводов.

Прогнозируемая продолжительность отопительного периода принимается как средняя из соответствующих фактических значений за последние 5 лет или в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального эксплуатационного режима, а также сверхнормативные потери в нормируемую утечку не включаются.

Потребление воды котельной за 2022 год представлено в таблице 16.

Таблица 16.

№ п/п	Наименование	Нормативные значения потерь теплоносителя (Му.н.)			Расход воды на ХВО	Нормативный расход подпиточной воды	Объем воды для разового наполнения тепловых сетей и системы ГВС	Технологические потери	Итого годовая потребность
		отоп. сезон	Не отоп. сезон	год					
		м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /Сут	м <sup>3</sup>					
1	Котельная пгт. Рудничный	27106	-	27106	114,72	40	1039	573,6	28873,32

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

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок в зонах действия источников тепловой энергии, а также максимумы подпитки в эксплуатационных и аварийных режимах представлены в таблице 17. Расчет нормативных утечек теплоносителя, а также максимальный объем подпитки тепловой сети в период повреждения участков произведен на основании данных обслуживающих организаций, планов развития системы теплоснабжения, а также в соответствии с СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиН 41-02-2003» (утв. Приказом Минрегиона России от 30.06.2012 № 280).

Таблица 17.

Наименование	Ед. изм.	2023	2024-2026	2027- 2030	2031-2034
Годовые расходы теплоносителя в зоне теплоснабжения котельной пгт. Рудничный					
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м <sup>3</sup> /год	216	216	216	216
- Нормативные утечки	м <sup>3</sup> /год	27	27	27	27
- Сверхнормативные утечки	м <sup>3</sup> /год	н/д	н/д	н/д	н/д
- Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых сетей)	м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м <sup>3</sup> /год	243	243	243	243

## 1.8. Часть 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

Основное и вспомогательное топливо по котельной пгт. Рудничный приведены ниже:

Таблица 18.

<i>Наименование теплоисточника</i>	<i>Вид топлива</i>	
	<i>Основное</i>	<i>Резервное</i>
Котельная пгт. Рудничный	Торф 4500 ккал/кг.	Щепа 10200 ккал/кг

Потребление топлива котельной приведено ниже:

Таблица 19.

<i>Наименование теплоисточника</i>	<i>Расход топлива на выработку тепла, т.у.т.</i>						
	<i>Всего</i>	<i>в том числе для потребителей</i>					
		<i>Феде рал. собств.</i>	<i>обл. собств.</i>	<i>Собств. Муниципального района</i>	<i>собств. городского (сельского) поселения</i>	<i>Население</i>	<i>Прочие</i>
Котельная пгт. Рудничный	6590,9	0	0	0	6590,9	0	0

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

В соответствии с предоставленными данными резервное топливо - щепа.

### 1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Некоторая нестабильность показателей калорийности и удельного веса привозного торфа никоим образом не влияет на работу оборудования и не сказывается на экономических показателях.

### 1.8.4. Описание использования местных видов топлива

Местные виды топлива не используются.

## **1.9. Часть 9. Надежность теплоснабжения**

### **1.9.1. Показатели, определяемые 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**

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

Главный критерий надежности систем – безотказная работа элемента (системы) в течении расчетного времени. Система теплоснабжения относится к сооружениям, обслуживающим человека, ее отказ влечет недопустимые для него изменения окружающей среды.

Системы теплоснабжения муниципального образования Рудничный Верхнекамского муниципального округа были запроектированы и построены в соответствии с действовавшими на период проектирования нормативно-техническими документами (НТД), в частности – СНиП 11-35-76, СНиП 11-Г.10-62, СНиП 11-36-73, СНиП 2.04-86 и т.д.

Системы теплоснабжения по требованиям надежности должны отвечать действовавшим на период проектирования нормам и правилам.

Для оценки надежности пользуются понятиями отказа элемента и отказа системы. Под первым понимают внезапный отказ, когда элемент необходимо немедленно выключить из работы. Отказ системы – такая аварийная ситуация, при которой прекращается подача теплоты хотя бы одному потребителю. У нерезервированной системы такое явление может и не произойти. Система теплоснабжения – сложное техническое сооружение, поэтому ее надежность оценивается показателем качества функционирования. Если все элементы системы исправны, то исправна и она в целом.

### **1.9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей**

За последнее время на территории пгт. Рудничный аварийных повреждений тепловых сетей не было.

### **1.9.3. Частота отключений потребителей**

За последнее время на территории пгт. Рудничный аварийных отключений потребителей тепловой энергии по причине повреждения тепловых сетей и оборудования котельных не было.

### **1.9.4. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений**

Сведений по времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений нет в связи с отсутствием данных по аварийным отключениям.

### **1.9.5. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)**



В связи с неполнотой предоставленных данных нет возможности определить тепловые сети, не соответствующие нормативной надежности и безопасности теплоснабжения.

#### **1.9.6. Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении**

Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении потребителей после аварийных отключений не выполнялся в связи с отсутствием данных по аварийным отключениям.

#### **1.9.7. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении**

Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений не выполнялся в связи с отсутствием данных по аварийным отключениям.

### **1.10. Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

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

Таблица 20.

Наименование	Котельная пгт. Рудничный
Суммарная мощность источников теплоснабжения на конец отчетного года, Гкал/ч	16
Протяженность тепловых сетей, км	25,362
Среднегодовая балансовая стоимость производственных мощностей (включая арендованные) источников теплоснабжения, тыс.руб.	н/д
Произведено тепловой энергии за год - всего, Гкал	47754,5
Отпущено тепловой энергии – Всего, Гкал	45128
Среднегодовая балансовая стоимость производственных мощностей (включая арендованные) источников теплоснабжения, тыс.руб.	н/д
Произведено тепловой энергии за год - всего, Гкал	47754,5
Отпущено тепловой энергии – Всего, Гкал	45128

## 1.11. Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

### 1.11.1. Динамика 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

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются Министерством строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Кировской области. В 2022 году тариф на отпускаемую тепловую энергию потребителям пгт. Рудничный Верхнекамского муниципального округа с календарной разбивкой составляет:

Таблица 21. Тарифы на тепловую энергию

Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии (без учета НДС)	Вид тарифа	Тариф на тепловую энергию					
		Вид теплоносителя					
		горячая вода в системе централизованного теплоснабжения на отопление					
		2020 год		2021 год		2022 год	
		01.01-30.06	01.07-31.12	01.01.-30.06	01.07-31.12	01.01-30.06	01.07-31.12
население	одноставочный руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	3618,6
	Двухставочный руб./Гкал	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Бюджетные потребители	Одноставочный руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	3618,6
	Двухставочный руб./Гкал	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Прочие потребители	одноставочный руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	3618,6
	Двухставочный руб./Гкал	нет	нет	нет	нет	нет	нет

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

Тарифы на тепловую энергию регулируются Министерством строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Кировской области.

### 1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения

Данные по оплате за подключение к системе теплоснабжения не предоставлены.

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

По данным Заказчика плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей не взимается.

## **1.12. Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования.**

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

Основные технические и технологические проблемы:

- теплотрассы, выполненные подземным способом, имеют повышенные потери тепла из-за разрушения изоляционного слоя от временного износа;
- гидравлическая разрегулировка тепловых сетей, независимо от тепловых мощностей котельных;
- регулировкой горелок, автоматики и другого оборудования котельная настраивается на режим, имеющий максимальный коэффициент полезного действия и рационального использования энергоресурсов. Благодаря этому сокращаются издержки на топливо, электроэнергию и воду.

### **1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения муниципального образования (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Техническое состояние оборудования и тепловых сетей — это основная причина, определяющая надежность и безопасность теплоснабжения поселения. Износ основного оборудования и недостаточное финансирование котельных не позволяет своевременно модернизировать устаревающее оборудование и трубопроводы.

Обеспечение безопасности теплоснабжения должно обеспечиваться резервированием системы теплоснабжения, живучестью и обеспечением бесперебойной работы источников теплоснабжения и тепловых сетей. Перемычек, как правило нет.

### **1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения**

Недостаточное финансирование является основной проблемой развития систем теплоснабжения. Единственным источником финансирования развития системы теплоснабжения рассматриваемого поселения является местный бюджет. Возможность привлечения частного капитала ограничена из-за больших сроков окупаемости модернизации систем теплоснабжения.

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

Основные проблемы функционирования котельной состоят в следующем:

- высокий физический износ и старение оборудования котельной;
- существенный избыток тепловых мощностей источников теплоснабжения;

- низкая насыщенность приборным учетом потребления топлива и отпуска тепловой энергии в котельной;

- низкий уровень автоматизации котельной.

Основные проблемы функционирования тепловых сетей состоят в следующем:

- высокая степень износа тепловых сетей;
- высокий уровень фактических потерь тепловой энергии в тепловых сетях;
- нарушение гидравлических режимов тепловых сетей и гидравлическое разрегулирование и сопутствующие этому фактору недотопы и перетопы зданий;

- высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей;

Основные проблемы функционирования теплопотребляющих устройств:

- низкая степень охвата отапливаемых объектов приборами учета тепловой энергии и как следствие неточность в оценке тепловых нагрузок потребителей;

- низкая степень охвата отапливаемых объектов средствами регулирования теплопотребления;

- низкие характеристики теплозащиты ограждающих конструкций жилых и общественных зданий и их ухудшение из-за недостаточных и несвоевременных ремонтов.

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

Сведений о предписаниях надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность систем теплоснабжения нет.

## ГЛАВА 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

### 2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Таблица 22.

<i>Наименование котельной</i>	<i>Установленная Производит. Котельной, Гкал/ч</i>	<i>Расчетная подключенная нагрузка, Гкал/ч</i>	<i>Резерв (+), Дефицит (-) мощности, %</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
Котельная пгт. Рудничный	16,337	14,615	+66,15

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

В нижеприведенной таблице 23 приведены данные строительных фондов, по жилым домам и учреждениям, подключенным к централизованному теплоснабжению.

Согласно информации, представленной администрацией Верхнекамского муниципального округа, строительство жилых домов, с централизованной системой теплоснабжения, на период до 2040 г. Не планируется. Более того, на расчетный срок планируется подключение всех существующих абонентов к индивидуальному отоплению.

Таблица 23.

№ п/п	Наименование	Тепловая нагрузка, Гкал/час	Отапливаемый объем, м <sup>3</sup>
<b>Население</b>			
1	пгт. Рудничный, ул.Мира,1	0,053	1844
2	пгт. Рудничный, ул.Мира,3	0,075	2759
3	пгт. Рудничный, ул.Ленина,1	0,092	3701
4	пгт. Рудничный, ул.Ленина,3	0,095	3821
5	пгт. Рудничный, ул.Ленина,4	0,078	2890
6	пгт. Рудничный, ул.Ленина,6	0,085	3198
7	пгт. Рудничный, ул.Ленина,7	0,079	2994
8	пгт. Рудничный, ул.Ленина,9	0,082	3103
9	пгт. Рудничный, ул.Ленина,10	0,072	2605
10	пгт. Рудничный, ул.Ленина,11	0,077	2903
11	пгт. Рудничный, ул. Ленина,13	0,099	3994
12	пгт. Рудничный, ул.Ленина,21	0,258	12570
13	пгт. Рудничный, ул.Ленина,23	0,254	12377
14	пгт. Рудничный, ул.Ленина,29	0,08	3024

15	пгт. Рудничный, ул.Юбилейная,3	0,273	13634
16	пгт. Рудничный, ул.Юбилейная,5	0,262	13070
17	пгт. Рудничный, ул.Юбилейная,6	0,212	10604,72
18	пгт. Рудничный, ул.Юбилейная,7	0,242	11812,1
19	пгт. Рудничный, ул.Юбилейная,7	0,207	10604,72
20	пгт. Рудничный, ул.Юбилейная,10	0,256	12488
21	пгт. Рудничный, ул. Орджоникидзе, 22	0,251	12354,67
22	пгт. Рудничный, ул. Орджоникидзе,25	0,211	10600,18
23	пгт. Рудничный, ул. Орджоникидзе,27	0,234	12119,65
24	пгт. Рудничный, ул. Орджоникидзе,28	0,242	12119,65
25	пгт. Рудничный, ул. Орджоникидзе, 29	0,257	12867,00
26	пгт. Рудничный, ул.Орджоникидзе,30	0,248	12394,6
27	пгт. Рудничный, ул.Орджоникидзе,31	0,24	12013,35
28	пгт. Рудничный, ул.Орджоникидзе,33	0,246	12247,91
29	пгт. Рудничный, ул.Орджоникидзе,35	0,24	11978,36
30	пгт. Рудничный, ул.Орджоникидзе,37	0,143	6247,00
31	пгт. Рудничный, ул.Орджоникидзе,50	0,136	5941,1
32	пгт. Рудничный, ул.Титова,8	0,267	13361,0
33	пгт. Рудничный, ул.Титова,10	0,265	13230
34	пгт. Рудничный, ул.Дзержинского,10	0,068	2278,0
35	пгт. Рудничный, ул.Дзержинского,12	0,068	2469,0
36	пгт. Рудничный, ул.Дзержинского,20	0,231	11582,11
37	пгт. Рудничный, ул.Пожарная,3	0,255	12461
38	пгт. Рудничный, ул.Пожарная,5	0,249	12157
39	пгт. Рудничный, ул. Комсомольская,7	0,097	3916
40	пгт. Рудничный, ул. Комсомольская,9	0,1	4011
41	пгт. Рудничный, ул. Комсомольская, 19	0,078	2964
42	пгт. Рудничный, ул.Орджоникидзе,24	0,211	12971
<b>Итого</b>		<b>7,268</b>	<b>346280,12</b>
<b>Частный сектор</b>			
43	пгт. Рудничный, ул.Ленина,2а	0,0069	169
44	пгт. Рудничный, ул.Дзержинского,4	0,0036	112
45	пгт. Рудничный, ул.Дзержинского,5	0,0115	161
46	пгт. Рудничный, ул.Новая,3	0,0078	151
47	пгт. Рудничный, ул.Пролетарская,22	0,0055	98,5
48	пгт. Рудничный, ул.Орджоникидзе,42	0,0075	228
49	пгт. Рудничный, ул.Осетрова,29	0,0071	90
50	пгт. Рудничный, ул.Восточная,6	0,0049	137
51	пгт. Рудничный, ул. Комсомольская, 26-1	0,01	133
52	пгт. Рудничный, ул.Восточная,4	0,0045	278
53	пгт. Рудничный, ул.Новая,19	0,0066	261,6
54	пгт. Рудничный, ул.Ленина,17	0,0064	169
55	пгт. Рудничный, ул.Лесная,1	0,0064	112
56	пгт. Рудничный, ул.Ленина,31	0,0114	161

<b>Итого</b>		<b>0,1001</b>	<b>2261,1</b>
<b>Федеральные бюджетные потребители</b>			
1	КОГБУЗ «Верхнекамская ЦРБ». ул.Юбилейная,1	0,3741	19470,6
2	КОГБУ «Центр комплексного обеспечения», ул.Орджоникидзе,26	0,0099	432,28
3	Министерство лесного хозяйства Кировской области, ул.Орджоникидзе,26	0,0102	455,62
4	ОМВД России по Верхнекамскому округа, ул. Комсомольская, 10	0,0385	1922
5	КОГКУ «КОППС» пгт. Рудничный, ул. Комсомольская, д.2	0,0906	3938
<b>Итого</b>		<b>0,5233</b>	<b>26218,5</b>
<b>Муниципальные бюджетные потребители</b>			
6	Администрация Верхнекамского МО пгт. Рудничный, ул. Орджоникидзе, д.26	0,0486	883,23
7	МКОУ СОШ пгт. Рудничный, ул. Пушкина, д.4	0,3945	22542
8	МКДОУ «Сказка»	0,0989	4720
9	МКДОУ «Теремок», пгт. Рудничный, ул.Строительная,1	0,061	3256,65
10	МКУК «РКО «Досуг», пгт. Рудничный, ул. Пушкина, д.2	0,3158	17836
<b>Итого</b>		<b>0,9188</b>	<b>49237,88</b>
<b>Потребители общественного назначения</b>			
11	Насосная станция у водонапорной башни пгт. Рудничный, ул. Дзержинского, д.6	0,0546	565
12	КОГАУСО «Верхнекамский комплексный центр социального обслуживания населения», пгт. Рудничный, ул. Юбилейная, д.1	0,0664	3984
13	ПАО «Сбербанк», пгт. Рудничный, ул. Орджоникидзе, 26	0,0102	449,55
14	ФГУП «Почта России», пгт. Рудничный, ул. Орджоникидзе, 24	0,0034	168
15	КОГУП «Межрайонная аптека № 113», пгт. Рудничный, ул.Орджоникидзе,24	0,0076	383
16	ООО «Самобранка», Кафе-кулинария, ул.Орджоникидзе,24	0,0096	499,86
17	Магазины, ул. Орджоникидзе, д.22	0,0231	1216,33
18	Магазины, ул. Орджоникидзе, д.25	0,0412	2137,82
19	Магазины, ул. Орджоникидзе, д.28	0,0117	607,4
20	Магазины, ул. Орджоникидзе, д.35	0,0575	3014,64
21	Магазин, ул. Орджоникидзе, д.33	0,0059	312,09
22	Магазин, ул. Орджоникидзе, д.30	0,0051	267,4
23	ООО «Лесресурс Плюс», пгт. Рудничный, ул. Комсомольская, д.2	0,032	1449
24	Магазин, ул. Дзержинского,20	0,0356	1844,89

25	Магазин, пгт. Рудничный, ул. Орджоникидзе, д.22	0,0216	619
26	Магазин, пгт. Рудничный, ул. Дзержинского, д.7 (ИП Олькова В.В.)	0,0036	н/д
27	ИП Малинина С.Г. торговый павильон ул. Дзержинского-Орджоникидзе	0,0116	н/д
28	Магазин, пгт. Рудничный, ул. Орджоникидзе, д.31	0,0106	550,65
29	Магазин, пгт. Рудничный, ул. Юбилейная, д.6	0,0263	1357,33
Итого		0,4376	18806,96
Всего по пгт. Рудничный		9,2478	442804,56

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

В основу выбора критериев для зданий с эффективным использованием энергии заложен принцип удовлетворения главных потребительских требований, которым должно отвечать построенное здание. Таких нормативных требований, как сказано выше, установлено три.

- Предельный уровень удельного энергопотребления на отопление системой теплоснабжения здания за отопительный период;
- Требования по комфорту в помещениях здания;
- Условия не выпадения конденсата на внутренних поверхностях ограждающих конструкций.

Проектный удельный расход тепловой энергии системой теплоснабжения на отопление здания  $q_e^{des}$  в течении отопительного периода должен быть меньше или равен требуемому значению  $q_e^{req}$  и определяется путем выбора теплозащитных средств ограждающих конструкций здания и типа, эффективности и метода регулирования используемой системы теплоснабжения и отопления:

$$q_e^{req} * q_e^{des} = q_h^{des} / h_0^{des} (1)$$

где  $q_e^{req}$  - требуемый удельный (на 1 м<sup>2</sup> площади / на 1 м<sup>3</sup> отапливаемого объема) расход тепловой энергии системой теплоснабжения на отопление здания, Гкал.час/(м<sup>2</sup>С<sup>0</sup>сут);

$q_e^{des}$  - расчетный удельный расход тепловой энергии системой теплоснабжения на отопление здания, Гкал.час/(м<sup>2</sup>С<sup>0</sup>сут).

$q_h^{des}$  - расчетный удельный расход тепловой энергии системой теплоснабжения на отопление здания, Гкал.час/(м<sup>2</sup>С<sup>0</sup>сут).

$h_0^{des}$  - расчетный коэффициент энергетической эффективности системы теплоснабжения здания.

Расчетный удельный расход тепловой энергии на здание  $q_h^{des}$  не должен превышать вычисляемый требуемый удельный расход  $q_h^{req}$  по формуле:

$$q_h^{des} \leq q_h^{req} = h_0^{des} * q_o^{req}$$

где  $q_o^{req}$  - вычисляемый требуемый удельный расход тепловой энергии на отопление здания Гкал/м<sup>2</sup>С<sup>0</sup>сут., с учетом автоматического регулирования системы и непроизводительных теплопотерь в здании.



При проектировании здания конечный результат получают путем варьирования теплозащиты здания, объемно-планировочных решений здания и выбора тех или иных систем теплоснабжения и способов регулирования. Очевидно, что требуемая энергоэффективность может быть достигнута за счет баланса уровня теплозащиты, объемно планировочных решений и эффективности системы теплоснабжения.

**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**

Данных о приросте объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя нет.

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

Данных о приросте объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя нет.

**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**

По производственным предприятиям, рассматриваемого поселения никакой информации по потреблению тепловой энергии не предоставлено.

**2.7. Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки**

Данных о перспективной застройке не предоставлено.

## 2.8. Расчетную тепловую нагрузку на коллекторах источников тепловой энергии

Таблица 24.

Адрес источника тепловой энергии	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч			Фактическая максимальная часовая тепловая нагрузка, приведённая к расчётным условиям,	Резерв тепловой мощности, Гкал/ч
	установленная	располагаемая	нетто	всего	
Котельная пгт. Рудничный	16	15,1	14,615	3,627	+1,772

## 2.9. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды

Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды предоставлены в таблице 25.

Таблица 25.

Расход теплоносителя		отопит. период	летний период
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/час	216	0
- нормативные утечки теплоносителя	тонн/год	27 106,17	0
- сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/час	н/д	0
- отпуск теплоносителя из т/с на цели ГВС (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/час	н/д	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/час	н/д	0
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/час	н/д	0

### **ГЛАВА 3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей**

#### **3.1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки**

Установленная мощность теплоисточников взята на основании технического паспорта котельных и данных, размещенных на официальных сайтах в рамках раскрытия информации. Располагаемая мощность источников определена по режимным картам котлоагрегатов и котлов, а также в результате анализа данных, предоставленных в результате запросов (таблица 26).



**3.2. 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**

В пгт. Рудничный Верхнекамского муниципального округа магистральных трубопроводов в системе теплоснабжения нет.

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

Источник теплоснабжения существующих систем теплоснабжения расположен в зонах, где перспективой до 2040 года не предусмотрено подключение новых потребителей. Всех перспективных потребителей планируется подключать к проектируемым источникам теплоснабжения.

## **ГЛАВА 4. Мастер-план развития схем теплоснабжения муниципального образования**

### **4.1. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения)**

Теплоснабжающей организацией обслуживающей системы централизованного теплоснабжения муниципального образования не предоставлены реестры выданных технических условий на подключение к сетям централизованного теплоснабжения. Перечень и сроки ввода объектов капитального строительства, планируемых к подключению к сетям централизованного теплоснабжения с предполагаемыми тепловыми нагрузками, отсутствуют.

### **4.2. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, муниципального образования, города федерального значения**

Так как отсутствуют сведения о перечнях и сроках ввода объектов капитального строительства, планируемых к подключению к сетям централизованного теплоснабжения с предполагаемыми тепловыми нагрузками технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, муниципального образования, города федерального значения выполнить не предоставляется возможным.

### **4.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования, на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей**

Рост жилищного фонда произойдет как за счет многоквартирных домов, так и за счет индивидуальных жилых домов. Основной объем прироста многоквартирных домов ожидается в наиболее развитых районах пгт. Рудничный. Прирост площадей индивидуальных жилых домов ожидается в западном направлении.

Теплоснабжение многоквартирных домов планируется организовать по смешенной схеме. Централизованным теплоснабжением планируется обеспечить потребителей с высокой тепловой нагрузкой, а также расположенных поблизости от сетей теплоснабжения. При значительной удаленности МКД от сетей централизованного теплоснабжения или экономической неэффективности теплоснабжения от сетей централизованного теплоснабжения, теплоснабжение необходимо организовать по децентрализованной системе от индивидуальных теплоисточников.

Теплоснабжение индивидуальных жилых домов необходимо организовать от теплоисточников, установленных у потребителей. В качестве топлива на индивидуальных теплоисточниках используется твердое топливо и электроэнергия.

В соответствии с Генеральным планом Верхнекамского муниципального округа в населенных пунктах предусматривается развитие и размещение учреждений и предприятий.

**ГЛАВА 5. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах**

**5.1. Определение расчетной величины нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии**

В данном разделе приведены нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях пгт. Рудничный Верхнекамского муниципального округа, принятые при тарифном регулировании.

Расчет технически обоснованных нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях всех зон действия источников тепловой энергии выполнен в соответствии с «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом № 325 Минэнерго от 30.12.2008 г.

Сведения о величине утвержденных на 2022 г. потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии пгт. Рудничный, приведены в таблице 27.

Таблица 27.

Наименование	Ед. изм.	2023	2024-2026	2027-2030	2031-2034
Годовые расходы теплоносителя в зоне теплоснабжения котельной пгт. Рудничный					
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м <sup>3</sup> /год	216	216	216	216
- Нормативные утечки	м <sup>3</sup> /год	27	27	27	27
- Сверхнормативные утечки	м <sup>3</sup> /год	н/д	н/д	н/д	н/д
- Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых сетей)	м <sup>3</sup> /год	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м <sup>3</sup> /год	243	243	243	243

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

Услуга по предоставлению горячего водоснабжения потребителям не предоставляется.

**5.3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов**

Установлено 2 бака аккумулятора общей емкостью 2 тыс.м<sup>3</sup>.

#### **5.4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии**

Сведения по нормативному и фактическому (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовому расходу подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии не предоставлены.

#### **5.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения**

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок в зонах действия источников тепловой энергии, а также максимумы подпитки в эксплуатационных и аварийных режимах представлены в таблице 26. Расчет нормативных утечек теплоносителя, а также максимальный объем подпитки тепловой сети в период повреждения участков возможно произвести на основании данных обслуживающих организаций, планов развития системы теплоснабжения, а также в соответствии с СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» (утв. Приказом Минрегиона России от 30.06.2012 № 280).

На настоящий момент существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения произвести невозможно ввиду отсутствия сведений.

#### **5.6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

Данные о существующих балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения не предоставлен, в связи с этим описание изменений в перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения выполнить невозможно.

#### **5.7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

В результате анализа перспективного плана развития пгт. Рудничный и предлагаемых вариантов формирования системы теплоснабжения можно сказать, что на котельной присутствует резерв тепловой мощности.

Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения.



На основании анализа перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей, строительство новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную нагрузку в зоне действия централизованных систем теплоснабжения, не требуется.

Обеспечение перспективной тепловой нагрузки на осваиваемых территориях вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения предлагается осуществлять от автономных источников параметры, которых должны быть отображены в проектной документации на планируемые объекты.

## **ГЛАВА 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии**

### **6.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать, в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения**

Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения. На основании анализа перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей, строительство новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную нагрузку в зоне действия централизованных систем теплоснабжения, не требуется.

Обеспечение перспективной тепловой нагрузки на осваиваемых территориях вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения предлагается осуществлять от автономных источников параметры, которых должны быть отображены в проектной документации на планируемые объекты.

### **6.2. 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**

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, источник теплоснабжения пгт. Рудничный к таковым не относится.

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

Внедрение энергоустановок комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на водогрейных котельных не целесообразно в связи с низкой экономической эффективностью проекта.

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

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории пгт. Рудничный отсутствуют.

#### **6.5. 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**

Внедрение энергоустановок комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на водогрейных котельных не целесообразно в связи с низкой экономической эффективностью проекта.

#### **6.6. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии**

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии разрабатываются в соответствии с пунктом 10 и пунктом 41 Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

В результате разработки в соответствии с пунктом 41 Требований к схемам теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- Обеспечение всей потребности в теплоснабжении для планирующихся к вводу объектов теплопотребления в соответствии с генеральным планом развития территории поселения;
- Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления;
- Обоснование предполагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии;
- Предложения по реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия, существующих источников тепловой энергии;
- Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями;
- Предложения по реконструкции действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;
- Предложения по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии;
- Предложения к выводу в резерв и/или выводу из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.

Организация централизованного теплоснабжения на территории поселения предусматривается для существующей и перспективной многоэтажной застройки.

Индивидуальное (автономное) теплоснабжение предусматривается для индивидуальных (жилых) домов, ряда бюджетных и прочих потребителей.

Поквартирное отопление в многоэтажных многоквартирных жилых домах на территории поселения не используется и в перспективе не планируется.

Развитие систем теплоснабжения муниципального образования Рудничный предлагается

реализовывать в двух направлениях:

- развитие систем централизованного теплоснабжения;
- развитие индивидуальных источников тепловой энергии.

Развитие систем централизованного теплоснабжения в поселении рассматривается по единственному варианту:

- модернизация и ремонт существующих котельных муниципального образования Рудничный. Поэтапный ремонт и замена сетей централизованного теплоснабжения, выработавших нормативный срок эксплуатации. При развитии систем централизованного теплоснабжения расширение зон действия не планируется.

Развитие индивидуальных источников тепловой энергии произойдет в зоне одноэтажной жилой застройки, а также в зонах прочих объектов, теплоснабжение которых от систем централизованного теплоснабжения экономически не обосновано или технически невозможно.

Укрупненные мероприятия по развитию источника тепловой энергии приведены в таблице 28.

Таблица 28.

<b>Зона теплоснабжения</b>	<b>Вариант развития</b>	<b>Срок реализации</b>
Новая котельная пгт. Рудничный	Модернизация котельной	2026-2040 гг

#### **6.7. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории поселения отсутствуют.

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

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории поселения отсутствуют.

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

Расчет перспективных топливных балансов по котельной на территории пгт. Рудничный произведен по единственному варианту развития: теплоснабжение от существующих тепловых источников без перераспределения тепловых нагрузок.

#### **6.10. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки муниципального образования, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями**

Так как в муниципальном образовании Рудничный преобладают малоэтажные частные постройки, отпадает необходимость в дорогостоящих сетях теплоснабжения, источниках теплоснабжения, тепловых пунктах, приборах учета тепловой энергии.

Так же для существующих многоквартирных домов, поквартирное отопление значительно оптимизирует обеспечение теплом многоквартирного жилищного фонда.

При этом потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта и сам определяет уровень собственного обеспечения теплом, снимается проблема перебоев в тепле по техническим, организационным и сезонным причинам.

Децентрализованные системы теплоснабжения любого вида позволяют исключить потери тепловой энергии при ее транспортировке (значит снизить стоимость тепловой энергии для потребителя), повысить надежность отопления, вести жилищное строительство там, где нет развитых систем сетей теплоснабжения.

### **6.11. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения муниципального образования**

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии останутся неизменными, в связи с тем, что не планируется строительство новых котельных и изменение существующей схемы теплоснабжения.

**Таблица 29.**

Показатель	Ед. изм.	Этап			
		2023	2024-2028	2029-2034	2035-2040
<b>Перспективный баланс тепловой мощности в зоне действия котельной пгт. Рудничный</b>					
Установленная мощность	Гкал/ч	16,337	16,337	16,337	16,337
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	лет	9	11	13	15
Располагаемая мощность	Гкал/ч	15,1	15,1	15,1	15,1
Потери располагаемой тепловой мощности	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00
Технологические и собственные нужды	Гкал/ч	0,485	0,485	0,485	0,485
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/ч	15,852	15,852	15,852	15,852
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	3,627	3,627	3,627	3,627
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	10,988	10,988	10,988	10,988
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	14,615	14,615	14,615	14,615
Резерв/дефицит тепловой мощности нетто	Гкал/ч	+1,772	+1,772	+1,772	+1,772

### **6.12. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива**

Проанализировав данные таблицы 28, можно сделать вывод о том, что установленная мощность не изменится, а располагаемая мощность котельных увеличится. В период с 2026 г по 2040 год планируется провести модернизацию котельного оборудования, однако в результате модернизации изменение мощностей теплоэнергетического оборудования не планируется. Резерв тепловой мощности нетто не изменится и к концу рассматриваемого периода составит +1,772 Гкал/ч. Таким образом, установленная тепловая мощность котельной в полной мере способна обеспечить прогнозируемый спрос на тепловую энергию.

В результате анализа перспективного плана развития м.о. пгт. Рудничный и предлагаемых вариантов формирования системы теплоснабжения можно сказать, что на котельной присутствует резерв тепловой мощности. Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения.

На основании анализа перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей, строительство новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную нагрузку в зоне действия централизованных систем теплоснабжения, не требуется.

Обеспечение перспективной тепловой нагрузки на осваиваемых территориях вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения предлагается осуществлять от автономных источников параметры, которых должны быть отображены в проектной документации на планируемые объекты.

### **6.13. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории муниципального образования**

В соответствии с Генеральным планом Верхнекамского муниципального округа в пгт. Рудничный не предусматривается организации теплоснабжения в производственных зонах на территории муниципального образования.

### **6.14. Результаты расчетов радиуса эффективного 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.

Оптимальный радиус теплоснабжения предлагается определять из условия минимума выражения для «удельных стоимостей сооружения тепловых сетей и источника»:

$$S=A+Z \rightarrow \min (\text{руб./Гкал/ч}),$$

где  $A$  – удельная стоимость сооружения тепловой сети, руб./Гкал/ч;

$Z$  – удельная стоимость сооружения котельной, руб./Гкал/ч.

Аналитическое выражение для оптимального радиуса теплоснабжения предложено в следующем виде, км:

$$R_{\text{опт}} = (140/s^{0,4}) * \phi^{0,4} * (1/B^{0,1}) * (\Delta\tau/\Pi) * 0,15$$

где  $B$  – среднее число абонентов на  $1 \text{ км}^2$ ;

$s$  – удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./ $\text{м}^2$ ;

$P$  – теплоплотность района,  $\text{Гкал/ч} \cdot \text{км}^2$ ;

$\Delta t$  – расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\phi$  – поправочный коэффициент, зависящий от постоянной части расходов на сооружение ТЭЦ.

При этом предложено некоторое значение предельного радиуса действия тепловых сетей, которое определяется из соотношения, км:

$$R_{\text{пред}} = [(p - C) / 1,2K]^{2,5}$$

где  $R_{\text{пред}}$  – предельный радиус действия тепловой сети, км;

$p$  – разница себестоимости тепла, выработанного на ТЭЦ и в индивидуальных котельных абонентов, руб./ $\text{Гкал}$ ;

$C$  – переменная часть удельных эксплуатационных расходов на транспорт тепла, руб./ $\text{Гкал}$ ;

$K$  – постоянная часть удельных эксплуатационных расходов на транспорт тепла при радиусе действия тепловой сети, равном  $1 \text{ км}$ , руб./ $\text{Гкал} \cdot \text{км}$ .

Перечень исходных данных для расчета радиуса эффективного теплоснабжения по каждому источнику тепловой энергии пгт. Рудничный приведен в таблице 30.

**Таблица 30. Исходные данные для расчета радиуса эффективного теплоснабжения по источнику тепловой энергии муниципального образования**

№ п/п	Источник тепловой энергии	Площадь зоны действия источника тепловой энергии по площадям элементов территориального деления, тыс. $\text{м}^2$	Номер условного участка зоны действия	Расстояние от источника до центра условного участка, м	Суммарная тепловая нагрузка Потребителей, $\text{Гкал/ч}$	Продолжительность отопительного периода, сут	Тариф на отпуск тепловой энергии, руб./ $\text{Гкал}$
1	Новая котельная пгт. Рудничный	125,597	1	275	12,508	5736	3717,72

Схема пгт. Рудничный с указанием расчетных элементов территориального деления и радиусов эффективного теплоснабжения для каждого источника тепловой энергии представлены на рисунках 4 - 5.

Описание существующей зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии муниципального образования "Рудничный" представлено на рисунках 6 -7.

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в настоящее время ограничиваются индивидуальными жилыми домами, где применено отопление и горячее водоснабжение с использованием квартирных источников тепловой энергии.

Теплоснабжение перспективной одноэтажной индивидуальной застройки предполагается децентрализованное от автономных (индивидуальных) источников тепла.

Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения представлены в таблице 31.

**Таблица 31. Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения по системе теплоснабжения муниципального образования Рудничный**

№ п/п	Источник тепловой энергии	Подключенная тепловая энергия, Гкал/ч	Годовой отпуск, тыс. Гкал	Радиус эффективного теплоснабжения, км
1	Новая Котельная пгт. Рудничный	12,508	47754,5	2,6



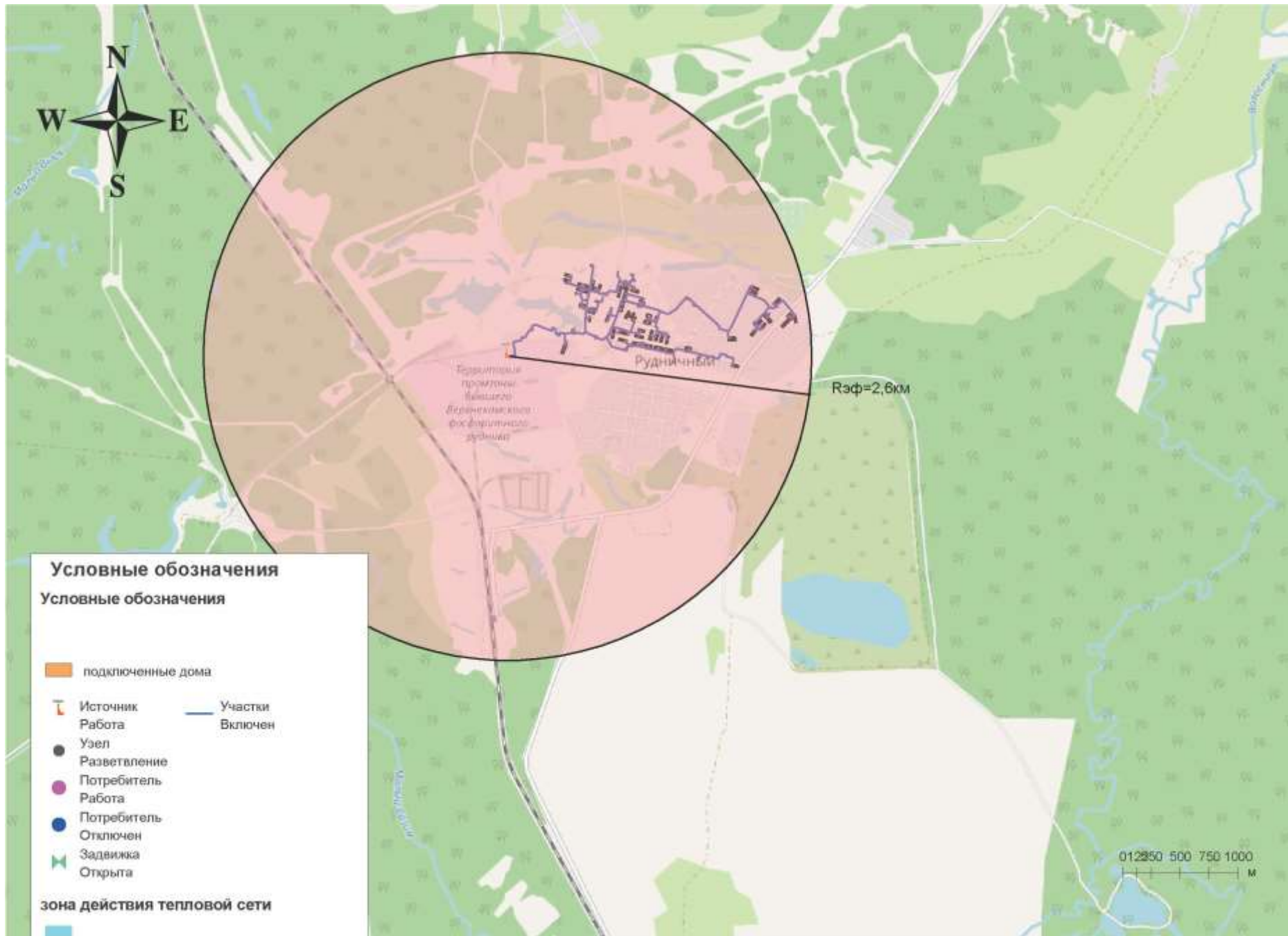


Рисунок 4.



Рисунок 5.

## **ГЛАВА 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей**

### **7.1. 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)**

Строительство и реконструкция тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с резервом тепловой мощности, на расчетный срок до 2040 года не планируется.

### **7.2. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения, муниципального образования, города федерального значения**

Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения, муниципального образования, города федерального значения представлены в таблице 32.

**Таблица 32. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах**

№ п/п	Наименование мероприятия	Ориентировочные затраты инвестиций в 2023, тыс. руб.	Этапы						
			2024	2025	2026	2027-2030	2030-2033	2024 - 2036	2037 - 2040
<b>Котельная пгт. Рудничный</b>									
1	Проектирование новой теплотрассы от Новой котельной пгт. Рудничный до участка №8 с диаметром с Ду 530 мм длиной 3205 м в 2-х тр.	320,5	-	320,5	-	-	-	-	-
2	Строительство новой теплотрассы от Новой котельной пгт. Рудничный до участка №8 с диаметром с Ду 530 мм длиной 3205 м в 2-х тр.	32 500	-	-	32 500	-	-	-	-
3	Проектирование новой теплотрассы от участка №9 до участка №10 с диаметром с Ду 426 мм длиной 430 м в 2-х тр. исп.	43	-	-	43	-	-	-	-
4	Строительство новой теплотрассы от №9 до участка №10 с диаметром с Ду 426 мм длиной 430 м в 2-х тр. исп.	3 870	-	-	3 870	-	-	-	-
5	Проектирование новой теплотрассы от участка №10 до участка №16, от участка № 31 до участка №33, от участка № 76 до участка №81, от участка № 211 до участка №212 с диаметром с Ду 273 мм длиной 1470 м в 2-х тр. исп.	147	-	147	-	-	-	-	-

6	Строительство новой теплотрассы от участка №10 до участка №16, от участка № 31 до участка №33, от участка № 76 до участка №81, от участка № 211 до участка №212 с диаметром с Ду 273 мм длиной 1470 м в 2-х тр. исп.	11 100	-	-	11 100	-	-	-	-
7	Проектирование новой теплотрассы от участка №16 до участка №21 с диаметром Ду 426 мм длиной 275 м в 2-х тр. исп.	27,5	-	27,5	-	-	-	-	-
8	Строительство новой теплотрассы от участка №16 до участка №21 с диаметром Ду 426 мм длиной 275 м в 2-х тр. исп.	2 475	-	-	2 475	-	-	-	-
9	Проектирование новой теплотрассы от участка №21 до участка №29, от участка № 54 до участка №55, от участка № 92 до участка №94 с диаметром Ду 325 мм длиной 985 м в 2-х тр. исп.	98,5	-	-	-	100	-	-	-
10	Строительство новой теплотрассы от участка №21 до участка №29, от участка № 54 до участка №55, от участка № 92 до участка №94 с диаметром Ду 325 мм длиной 985 м в 2-х тр. исп.	7 880	-	-	-	8 200	-	-	-

11	Проектирование новой теплотрассы от участка №29 до участка №30, от участка № 34 до участка №35, от участка № 55 до участка №58, от участка №69 до участка №71, от участка № 89 до участка №90, от участка № 94 до участка № 95, от участка №97 до участка №98, от участка № 107 до участка №108, от участка №153 до участка №155, от участка №168 до участка №173, от участка № 184 до участка №186, от участка № 209 до участка № 210 с диаметром Ду 159 мм длиной 1625 м в 2-х тр. исп.	162,5	-	-	-	-	162,5	-	-
12	Строительство новой теплотрассы от участка №29 до участка №30, от участка № 34 до участка №35, от участка № 55 до участка №58, от участка №69 до участка №71, от участка № 89 до участка №90, от участка № 94 до участка № 95, от участка №97 до участка №98, от участка № 107 до участка №108, от участка №153 до участка №155, от участка №168 до участка №173, от участка № 184 до участка №186, от участка № 209 до участка № 210 с диаметром Ду 159 мм длиной 1625 м в 2-х тр. исп.	9 750	-	-	-	-	10 200	-	-

13	Проектирование новой теплотрассы от участка №30 до участка №31, от участка № 33 до участка №34, от участка № 37 до участка №38, от участка №45 до участка №46, от участка № 59 до участка №60, от участка № 82 до участка №83, от участка №84 до участка №85, от участка №91 до участка №92, от участка №108 до участка №109, от участка №159 до участка №160, от участка № 173 до участка №174, от участка № 186 до участка №187, от участка №194 до участка №195, от участка №197 до участка №198, от участка №200 до участка №201, от участка №202 до участка №203, от участка №204 до участка №205, от участка №206 до участка №207 с диаметром Ду 108 мм длиной 939 м в 2-х тр. исп.	93,9	-	-	-	-	100	-	-
----	---	------	---	---	---	---	-----	---	---

14	<p>Строительство новой теплотрассы от участка №30 до участка №31, от участка № 33 до участка №34, от участка № 37 до участка №38, от участка №45 до участка №46, от участка № 59 до участка №60, от участка № 82 до участка №83, от участка №84 до участка №85, от участка №91 до участка №92, от участка №108 до участка №109, от участка №159 до участка №160, от участка № 173 до участка №174, от участка № 186 до участка №187, от участка №194 до участка №195, от участка №197 до участка №198, от участка №200 до участка №201, от участка №202 до участка №203, от участка №204 до участка №205, от участка №206 до участка №207 с диаметром Ду 108 мм длиной 939 м в 2-х тр. исп.</p>	4 695	-	-	-	-	5 200	-	-
----	---	-------	---	---	---	---	-------	---	---



15	Проектирование новой теплотрассы от участка №35 до участка №37, от участка №42 до участка №43, от участка №65 до участка №66, от участка №73 до участка №74, от участка №103 до участка №104, от участка №109 до участка №110, от участка №125 до участка №126, от участка №128 до участка №129, от участка №134 до участка №135, от участка №137 до участка №138, от участка №147 до участка №148, от участка №149 до участка №150, от участка №156 до участка №159, от участка №162 до участка №164, от участка №167 до участка №168, от участка №175 до участка №178, от участка №196 до участка №197, от участка №201 до участка №202, от участка №207 до участка №208 с диаметром Ду 45 мм длиной 653 м в 2-х тр. исп.	65,3	-	-	-	-	70	-	-
----	---	------	---	---	---	---	----	---	---

16	<p>Строительство новой теплотрассы от участка №35 до участка №37, от участка №42 до участка №43, от участка №65 до участка №66, от участка №73 до участка №74, от участка №103 до участка №104, от участка №109 до участка №110, от участка №125 до участка №126, от участка №128 до участка №129, от участка №134 до участка №135, от участка №137 до участка №138, от участка №147 до участка №148, от участка №149 до участка №150, от участка №156 до участка №159, от участка №162 до участка №164, от участка №167 до участка №168, от участка №175 до участка №178, от участка №196 до участка №197, от участка №201 до участка №202, от участка №207 до участка №208 с диаметром Ду 45 мм длиной 653 м в 2-х тр. исп.</p>	3 592	-	-	-	-	4 000	-	-
----	---	-------	---	---	---	---	-------	---	---

17	Проектирование новой теплотрассы от участка №38 до участка №39, от участка №41 до участка №42, от участка №43 до участка №45, от участка №60 до участка №62, от участка №74 до участка №75, от участка №88 до участка №89Б, от участка №101 до участка №103, от участка №104 до участка №106, от участка №121 до участка №124, от участка №126 до участка №128 с диаметром Ду 39 мм длиной 495 м в 2-х тр. исп.	49,5	-	-	-	-	53	-	-
18	Строительство новой теплотрассы от участка №38 до участка №39, от участка №41 до участка №42, от участка №43 до участка №45, от участка №60 до участка №62, от участка №74 до участка №75, от участка №88 до участка №89Б, от участка №101 до участка №103, от участка №104 до участка №106, от участка №121 до участка №124, от участка №126 до участка №128 с диаметром Ду 39 мм длиной 495 м в 2-х тр. исп.	2 475	-	-	-	-	5 200	-	-

19	Проектирование новой теплотрассы от участка №39 до участка №40, от участка №100 до участка №101, от участка №114 до участка №116, от участка №131 до участка №133, от участка №150 до участка №153, от участка №179 до участка №180 с диаметром Ду 133 мм длиной 335 м в 2-х тр. исп.	33,5	-	-	-	-	38	-	-
20	Строительство новой теплотрассы от участка №39 до участка №40, от участка №100 до участка №101, от участка №114 до участка №116, от участка №131 до участка №133, от участка №150 до участка №153, от участка №179 до участка №180 с диаметром Ду 133 мм длиной 335 м в 2-х тр. исп.	2 178	-	-	-	-	2 400	-	-

21	Проектирование новой теплотрассы от участка №40 до участка №41, от участка №46 до участка №50, от участка №53 до участка №54, от участка №62 до участка №65, от участка №67 до участка №69, от участка №75 до участка №76, от участка №81 до участка №82, от участка №86 до участка №87, от участка №88 до участка №89, от участка №90 до участка №91, от участка №96 до участка №97, от участка №99 до участка №100, от участка №94 до участка №94а, от участка №124 до участка №125, от участка №138 до участка №139, от участка №155 до участка №156, от участка №161 до участка №162, от участка №174 до участка №175, от участка №182 до участка №184, от участка №198 до участка №200, от участка №203 до участка №204, от участка №208 до участка №209 с диаметром Ду 89 мм длиной 1152 м в 2-х тр. исп.	115,2	-	-	-	-	-	120	-
----	---	-------	---	---	---	---	---	-----	---

22	<p>Строительство новой теплотрассы от участка №40 до участка №41, от участка №46 до участка №50, от участка №53 до участка №54, от участка №62 до участка №65, от участка №67 до участка №69, от участка №75 до участка №76, от участка №81 до участка №82, от участка №86 до участка №87, от участка №88 до участка №89, от участка №90 до участка №91, от участка №96 до участка №97, от участка №99 до участка №100, от участка №94 до участка №94а, от участка №124 до участка №125, от участка №138 до участка №139, от участка №155 до участка №156, от участка №161 до участка №162, от участка №174 до участка №175, от участка №182 до участка №184, от участка №198 до участка №200, от участка №203 до участка №204, от участка №208 до участка №209 с диаметром Ду 89 мм длиной 1152 м в 2-х тр. исп.</p>	6 336	-	-	-	-	-	6 800	-
----	---	-------	---	---	---	---	---	-------	---

23	<p>Проектирование новой теплотрассы от участка №50 до участка №53, от участка №58 до участка №59, от участка №71 до участка №73, от участка №89 до участка №89а, от участка №100 до участка №101, от участка №106 до участка №107, от участка №110 до участка №112, от участка №116 до участка №119, от участка №120 до участка №121, от участка №129 до участка №130, от участка №141 до участка №142, от участка №144 до участка №147, от участка №148 до участка №149, от участка №160 до участка №161, от участка №165 до участка №166, от участка №181 до участка №182, от участка №187 до участка №188, от участка №189 до участка №194, от участка №205 до участка №206 с диаметром Ду 57 мм длиной 767 м в 2-х тр. исп.</p>	76,7	-	-	-	-	-	82	-
----	---	------	---	---	---	---	---	----	---

24	<p>Строительство новой теплотрассы от участка №50 до участка №53, от участка №58 до участка №59, от участка №71 до участка №73, от участка №89 до участка №89а, от участка №100 до участка №101, от участка №106 до участка №107, от участка №110 до участка №112, от участка №116 до участка №119, от участка №120 до участка №121, от участка №129 до участка №130, от участка №141 до участка №142, от участка №144 до участка №147, от участка №148 до участка №149, от участка №160 до участка №161, от участка №165 до участка №166, от участка №181 до участка №182, от участка №187 до участка №188, от участка №189 до участка №194, от участка №205 до участка №206 с диаметром Ду 57 мм длиной 767 м в 2-х тр. исп.</p>	3 835	-	-	-	-	-	-	4 200
----	--	-------	---	---	---	---	---	---	-------



25	Проектирование новой теплотрассы от участка №66 до участка №67, от участка №83 до участка №84, от участка №85 до участка №86, от участка №87 до участка №88, от участка №130 до участка №131, от участка №133 до участка №134, от участка №135 до участка №137, от участка №164 до участка №165, от участка №188 до участка №189, от участка №195 до участка №196 с диаметром Ду 76 мм длиной 250 м в 2-х тр. исп.	25	-	-	-	-	-	28	-
26	Строительство новой теплотрассы от участка №66 до участка №67, от участка №83 до участка №84, от участка №85 до участка №86, от участка №87 до участка №88, от участка №130 до участка №131, от участка №133 до участка №134, от участка №135 до участка №137, от участка №164 до участка №165, от участка №188 до участка №189, от участка №195 до участка №196 с диаметром Ду 76 мм длиной 250 м в 2-х тр. исп.	1 250	-	-	-	-	-	1 400	-

27	Проектирование новой теплотрассы от участка №95 до участка №96, от участка №210 до участка №211 с диаметром Ду 219 мм длиной 190 м в 2-х тр. исп.	19	-	-	-	-	-	19	-
28	Строительство новой теплотрассы от участка №95 до участка №96, от участка №210 до участка №211 с диаметром Ду 219 мм длиной 170 м в 2-х тр. исп.	1 315	-	-	-	-	-	1500	-
29	Проектирование новой теплотрассы от участка №119 до участка №120, от участка №166 до участка №167, от участка №180 до участка №181 диаметром Ду 32 мм длиной 55 м в 2-х тр. исп.	5,5	-	-	-	-	-	-	7
30	Строительство новой теплотрассы от участка №119 до участка №120, от участка №166 до участка №167, от участка №180 до участка №181 диаметром Ду 32 мм длиной 55 м в 2-х тр. исп.	275	-	-	-	-	-	-	275
31	Проектирование новой теплотрассы от участка №211 до участка №212 диаметром Ду 273 мм длиной 110 м в 2-х тр. исп.	11	-	-	-	-	-	-	11

32	Строительство новой теплотрассы от участка №211 до участка №212 диаметром Ду 273 мм длиной 110 м в 2-х тр. исп.	605	-	-	-	-	-	-	640
<b>Всего:</b>		<b>95 424,6</b>	<b>-</b>	<b>495</b>	<b>49 988</b>	<b>8 300</b>	<b>27 423,5</b>	<b>9 949</b>	<b>5 133</b>

**7.3. 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**

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающие условия поставки тепловой энергии от различных источников тепловой энергии, отсутствуют.

**7.4. 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**

Теплоснабжение потребителей сохраняется от существующих систем централизованного теплоснабжения. Предложения по новому строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения отсутствуют.

**7.5. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения**

В целях исключения засоренность отопительных приборов и труб системы отопления Потребителей, необходимо проводить ежегодную гидропневматическую промывку. Поскольку увеличение термического сопротивления уменьшает тепловой поток от теплоносителя к внутренней поверхности радиаторов. В этом случае, для поддержания температуры помещений в пределах нормативных значений, приходится увеличивать либо расход, либо температуру теплоносителя от источников, что ведет к увеличению расхода топлива.

### **7.6. Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки**

На данном этапе не предусматривается реконструкция тепловых сетей действующих котельных, связанная с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

### **7.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса**

Большая часть существующих сетей централизованного теплоснабжения была построена и введена в эксплуатацию более 50 лет назад. Замена трубопроводов со сроком эксплуатации частично проводилась. Замена трубопроводов со сроком эксплуатации менее 25 лет не требуется.

### **7.8. Предложения по строительству и реконструкции насосных станций**

Основанием для реконструкции и модернизации элеваторных узлов потребителей тепловой энергии, а также ремонта внутридомовых систем отопления, служит необходимость в замене оборудования установленного при строительстве дома и наладки гидравлического режима функционирования потребителей, сетей и источников теплоснабжения. Капитальный ремонт внутридомовых систем отопления, реконструкция и модернизация элеваторных узлов производится после детального обследования.

## **ГЛАВА 8. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения**

### **8.1. Техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения**

Горячее водоснабжение не осуществляется перевод существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов не требуется.

### **8.2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии**

На перспективу до 2040 года регулирование отпуска тепловой энергии от энергоисточников предусматривается как качественное по температурному графику.

Режимы регулирования отпуска тепловой энергии от энергоисточников в зависимости от температуры наружного воздуха разрабатываются ежегодно:

- среднечасовой отпуск тепловой энергии от энергоисточника за сутки;
- среднесуточная температура сетевой воды в падающем и обратном коллекторах энергоисточника;
- расход сетевой воды на энергоисточниках.

Отпуск тепловой энергии от котельных пгт. Рудничный осуществляется по температурному графику 95/70°C. Регулирование отпуска тепловой энергии качественное по отопительному графику.

Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого энергоисточника в системе теплоснабжения, в соответствии с действующим законодательством, разрабатывается в процессе проведения энергетического обследования энергоисточника, тепловых сетей и потребителей тепловой энергии.

### **8.3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения**

Горячее водоснабжение не осуществляется перевод существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов не требуется.

### **8.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения**

Горячее водоснабжение не осуществляется. Необходимость расчета потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения отсутствует.

#### **8.5. Оценку целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения**

Горячее водоснабжение не осуществляется. Необходимость оценки целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения отсутствует.

#### **8.6. Предложения по источникам инвестиций**

Надежность теплоснабжения в отрасли снижается в связи с высоким износом оборудования и сокращением когенерации. А текущий уровень тарифов делает рынок тепла непривлекательным для инвесторов.

В части регулирования в сфере теплоснабжения Минэнерго предлагает ряд мер, направленных на повышение привлекательности этого рынка для инвесторов (введение тарифа альтернативной котельной, тарифное регулирование, долгосрочные договорные отношения на поставку тепловой энергии).

Переход в ближайшие годы к новой модели рынка теплоснабжения позволит обеспечить остро необходимый приток инвестиций, передать ответственность за отрасль квалифицированным инвесторам и планомерно повышать надежность и качество теплоснабжения.

В качестве справедливой цены для конечных потребителей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации предлагается рассматривать цену тепловой энергии (мощности), определяемую исходя из минимальной стоимости тепловой энергии (мощности), которую можно произвести и поставить потребителям с использованием наилучших доступных технологий (далее - индикативный уровень цены на тепловую энергию (мощность)).

Источниками инвестиций по объему денежных средств, направляемых на реализацию мероприятий для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, должны являться бюджетные и внебюджетные средства.

Одним из вариантов финансирования мероприятий по реконструкции тепловых сетей и строительству новых источников тепловой является концессионное соглашение между Администрацией Верхнекамского муниципального округа и КОГУП "Облокоммунсервис" в соответствии с положениями Федерального закона от 21 июля 2005 г. № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях».

## ГЛАВА 9. Перспективные топливные балансы

### 9.1. 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 муниципального образования

Потребление топлива котельной приведено ниже:

Таблица 33.

Наименование теплоисточника	Расход топлива на выработку тепла, т.у.т.				
	Всего т.у.т./год	Зимний период		Летний период	
		т.у.т./год	максимальных часовых, т.у.т.	т.у.т./год	максимальных часовых, т.у.т.
Котельная пгт. Рудничный	6590,9	6590,9	1,15	-	-

### 9.2. Результаты расчетов 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)» утвержденным 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 мазуте, 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:

$$\text{ННЗТ} = Q_{\text{max}} \times H_{\text{ср.м}} \times \frac{1}{K} \times T \times 10^{-3} \quad (\text{тыс. т}), (2.1)$$

где  $Q_{\text{max}}$  - среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельной) в самом холодном месяце, Гкал/сут.;

$H_{\text{ср.м}}$  - расчетный норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца, т.у.т./Гкал;

K - коэффициент перевода натурального топлива в условное;

T - длительность периода формирования объема неснижаемого запаса топлива, сут.



Таблица 34.

Вид топлива	Способ доставки топлива	Объем запаса топлива, сут.
1	2	3
твердое	железнодорожный транспорт	14
	автотранспорт	7
жидкое	железнодорожный транспорт	10
	автотранспорт	5

Для расчета размера НЭЗТ принимается плановый среднесуточный расход топлива трех наиболее холодных месяцев отопительного периода и количество суток:

по твердому топливу - 45 суток;

по жидкому топливу - 30 суток.

Расчет производится по формуле 2.2.

$$\text{НЭЗТ} = Q_{\text{max}}^3 \times H_{\text{ср.м}} \times \frac{1}{K} \times T \times 10^{-3} \quad (\text{тыс. т}), (2.2)$$

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

$H_{\text{ср.м}}$  - расчетный норматив средневзвешенного удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию по трем наиболее холодным месяцам, т.у.т./Гкал;

T - количество суток, сут.

На основании предоставленных данных от администрации Верхнекамского муниципального округа нормативы запаса топлива на источниках тепловой энергии, утвержденные министерством, энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кировской области утверждены распоряжением № 53-нз от 23.11.2021 года.



**МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА, ЭНЕРГЕТИКИ  
И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА  
КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ**

**РАСПОРЯЖЕНИЕ**

23.11.2021

№ 53-нз

г. Киров

**Об утверждении нормативов запаса топлива  
на источниках тепловой энергии, за исключением источников  
тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной  
выработки электрической и тепловой энергии  
с установленной мощностью производства электрической энергии  
25 мегаватт и более,  
для котельных Кировского областного государственного унитарного  
предприятия «Облкоммунсервис» на 2022 год**

В соответствии со статьёй 5 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», на основании Порядка определения нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), утверждённого приказом Минэнерго России от 10.08.2012 № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения», пункта 1.10, подпункта 3.1.15.36 Положения о министерстве строительства, энергетики и жилищно-коммунального хозяйства

Кировской области, утверждённого постановлением Правительства Кировской области от 05.05.2021 № 234-П «Об утверждении Положения о министерстве строительства, энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кировской области, признании утратившими силу некоторых постановлений Правительства Кировской области и внесении изменения в постановление Правительства Кировской области от 07.05.2018 № 206-П», Административного регламента предоставления государственной услуги по утверждению нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии, за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более, утверждённого постановлением Правительства Кировской области от 29.01.2014 № 245/46 «Об утверждении Административного регламента предоставления государственной услуги по утверждению нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии, за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более», утвердить нормативы запаса топлива на источниках тепловой энергии, за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более, для котельных Кировского областного государственного унитарного предприятия «Облкоммунсервис», юридический адрес: 610035, Российская Федерация, Кировская область, г. Киров, пер. Базовый, д. 8 а, ИНН 4346041093, согласно приложению.

Министр

И.Н. Селезнёв

Приложение

УТВЕРЖДЕНЫ

распоряжением министерства  
строительства, энергетики  
и жилищно-коммунального  
хозяйства Кировской области

от 23.11.2021 № 53-нз

**Нормативы запаса топлива  
на источниках тепловой энергии, за исключением источников  
тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной  
выработки электрической и тепловой энергии  
с установленной мощностью производства электрической энергии  
25 мегаватт и более,  
для котельных Кировского областного государственного унитарного  
предприятия «Облкоммунсервис» на 2022 год**

№ п/п	Источник тепловой энергии	Вид топлива/ Единица измерения	Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ)	в том числе:	
				неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ)	нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ)
1	2	3	4	5	6
1.	Котельная (Верхнекамский район, пгт Рудничный, ул. Лесная, д. 1)	Торф, тыс. т	6,1792	0,8682	5,3110
2.	Котельная (Верхнекамский район, пгт Светлополянск, ул. Комсомольская)	Щепа, тыс. м <sup>3</sup>	6,6722	0,9499	5,7223
3.	Котельная (Котельничский район, пос. Светлый, ул. Ленина, д. 1)	Щепа, тыс. м <sup>3</sup>	2,3597	0,3371	2,0226
4.	Котельная (Котельничский район, пос. Ленинская Искра, проезд Производственный, д. 2 а)	Щепа, тыс. м <sup>3</sup>	2,6920	0,3813	2,3107

**9.3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива**

Котельной пгт. Рудничный не используют возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

## **ГЛАВА 10. Оценка надежности теплоснабжения**

### **10.1. Обоснование метода и результатов обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения**

Согласно предоставленным данным от администрации Верхнекамского муниципального округа сведения о статистике отказов и восстановлений участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения отсутствуют.

Формы рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

### **10.2. Обоснование метода и результатов обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения**

Согласно предоставленным данным от администрации Верхнекамского муниципального округа, сведения о статистике по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения отсутствуют.

Формы статистического учета по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

### **10.3. Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам**

В пгт. Рудничный Верхнекамского муниципального округа магистральных трубопроводов в системе теплоснабжения нет. Оценка вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам выполнить невозможно.

### **10.4. Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки**

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» качество теплоснабжения — это совокупность установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации и (или) договором теплоснабжения характеристик теплоснабжения, в том числе термодинамических параметров теплоносителя.

Системы централизованного теплоснабжения Рудничный обеспечивают надежное теплоснабжение потребителей.

При этом существующие особенности (одноконтурные системы теплоснабжения, тупиковые участки и др.) систем централизованного теплоснабжения не позволяют в полной мере обеспечить качественную регулировку теплоносителя.

Вследствие чего, у ряда потребителей наблюдаются отклонения от заявленных договорных параметров теплоносителя. В результате у потребителей не соблюдаются параметры микроклимата помещений, а ресурсоснабжающая организация несет дополнительные издержки.

Также необходимо отметить проблематику по гидравлической разбалансировке систем теплоснабжения.

Избыточная установленная тепловая мощность приводит к дополнительным затратам на их содержание и в конечном итоге - к увеличению отпускных тарифов на тепло.

Надежность теплоснабжения определяется, как способность системы теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения при полном соблюдении условий безопасности для людей и окружающей среды. Надежность характеризуется вероятностью безотказной работы, коэффициентом готовности и живучестью системы (СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003. Тепловые сети»).

Надежность всей системы теплоснабжения определяется надежностью ее элементов (теплоисточника, тепловых сетей, вводов, систем отопления и горячего водоснабжения), а также надежностью ее структуры - наличием резервных тепловых мощностей, резервных перемычек в тепловых сетях и др.

Из всех возможных способов методов повышения надежности систем энергоснабжения в первую очередь должны быть рассмотрены и использованы мероприятия, обеспечивающие сопряженный и мультипликативный эффект экономии энергоресурсов при производстве и транспортировке тепловой энергии. Кроме того, особое внимание необходимо уделить на системы отопления и ограждающие конструкции потребителей. Классическим примерам такого подхода является капитальный ремонт зданий со снижением удельной отопительной тепловой характеристики на 30 - 40%. Помимо экономии топлива на отпуск тепловой энергии это обеспечивает:

- возможность присоединения к существующим тепловым сетям дополнительных абонентов;
- перевод действующих систем отопления реконструируемых зданий на пониженный температурный график без капиталовложений в новые отопительные приборы и трубопроводы;
- повышение теплоаккумулирующей способности зданий, что увеличивает интервал времени на охлаждение помещений и обеспечивает возможность проведения ремонтных работ без снижения температур в помещениях до недопустимых величин ( $\leq 80$  С).

Анализ существующей системы теплоснабжения с учетом отмеченных способов резервирования и критериев надежности тепловых сетей (СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003. Тепловые сети») - вероятности безотказной работы системы теплоснабжения  $P = 0,9$  и коэффициента готовности  $K_{гс} = 0,91$  показал, что критерии надежности, как правило, выше нормативных.

Основными проблемами надежности системы теплоснабжения пгт. Рудничный являются:

- сетевые насосы выработали нормативный срок эксплуатации;
- Несоблюдение температуры теплоносителя на входе в котлы, в результате чего повышенная конденсация на стенках трубопроводов с последующим корродированием;

- В результате гидравлической разбалансировки сетей теплоснабжения – высокое гидравлическое сопротивление трубопроводов и высокое давление (7 кгс/см<sup>2</sup>) в подающем трубопроводе системы теплоснабжения.

Основным видом топлива, используемого для производства тепловой энергии, на котельной пгт. Рудничный является торф.

На котельной пгт. Рудничный резервным топливом является щепа.

#### **10.5. Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии**

По состоянию на 2022 год учёт недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии должным образом не ведётся. Формы статистического учета отказов оборудования, в том числе, недоотпуска тепловой энергии рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

## **ГЛАВА 11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение**

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

Суммарные капитальные вложения в реконструкцию и новое строительство энергоисточников и теплосетевых объектов в поселении в период 2023-2040 гг оцениваются в 99 724,6 тыс. руб. без учета НДС, в том числе в:

- энергоисточники- 4 300 тыс. руб. без учета НДС (0% от суммарных);
- тепловые сети – 95 424,6 тыс. руб. без учета НДС (100%), из них - перевод на закрытую схему теплоснабжения - 0,00 млн. руб., реконструкция, новое строительство и техническое перевооружение теплосетевых объектов – 0 тыс. руб без учета НДС.

Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии, тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов, а также в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями гидравлического режима работы системы теплоснабжения отсутствуют.

Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии, тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов, а также в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями гидравлического режима работы системы теплоснабжения отсутствуют.

Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения. На основании анализа перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей, строительство новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную нагрузку в зоне действия централизованных систем теплоснабжения, не требуется.

Обеспечение перспективной тепловой нагрузки на осваиваемых территориях вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения предлагается осуществлять от автономных источников параметры, которых должны быть отображены в проектной документации на планируемые объекты.

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии разрабатываются в соответствии с пунктом 10 и пунктом 41 Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

В результате разработки в соответствии с пунктом 41 Требований к схемам теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- Обеспечение всей потребности в теплоснабжении для планирующихся к вводу объектов теплопотребления в соответствии с генеральным планом развития территории поселения;
- Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления;
- Обоснование предполагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии;



- Предложения по реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия, существующих источников тепловой энергии;
- Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями;
- Предложения по реконструкции действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;
- Предложения по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии;
- Предложения к выводу в резерв и/или выводу из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.

Организация централизованного теплоснабжения на территории муниципального образования предусматривается для существующей и перспективной многоэтажной застройки.

Индивидуальное (автономное) теплоснабжение предусматривается для индивидуальных (жилых) домов, ряда бюджетных и прочих потребителей.

Поквартирное отопление в многоэтажных многоквартирных жилых домах на территории поселения не используется и в перспективе не планируется.

Развитие систем теплоснабжения муниципального образования предлагается реализовывать в двух направлениях:

- развитие систем централизованного теплоснабжения;
- развитие индивидуальных источников тепловой энергии.

Развитие систем централизованного теплоснабжения в поселении рассматривается по единственному варианту:

- модернизация и ремонт существующей котельной пгт. Рудничный. Поэтапный ремонт и замена сетей централизованного теплоснабжения, выработавших нормативный срок эксплуатации. При развитии систем централизованного теплоснабжения расширение зон действия не планируется.

Развитие индивидуальных источников тепловой энергии произойдет в зоне одноэтажной жилой застройки, а также в зонах прочих объектов, теплоснабжение которых от систем централизованного теплоснабжения экономически не обосновано или технически невозможно.

Укрупненные мероприятия по развитию источника тепловой энергии приведены в таблице 35.

**Таблица 35.**

<b>Зона теплоснабжения</b>	<b>Вариант развития</b>	<b>Срок реализации</b>
Новая котельная пгт. Рудничный	Модернизация котельной	2026-2028гг

В целях повышения эффективности работы системы теплоснабжения пгт. Рудничный предлагается рассмотреть следующие направления по техническому перевооружению источника тепловой энергии:

- Монтаж контуров рециркуляции котловой воды с установкой насосов рециркуляции в котельной;

- Модернизация горелочных устройств. В рамках данного мероприятия предлагается подбор и замена газовых горелок в соответствии с подключенными тепловыми нагрузками.

- Модернизация систем отвода дымовых газов. В рамках данного мероприятия предлагается осуществить монтаж частотных преобразователей на тягодутьевом оборудовании

котлов.

- Модернизация сетевых насосов. Предлагается произвести подбор и настройку насосного оборудования в соответствии с действующими гидравлическими режимами. Расчет действующих гидравлических режимов необходимо произвести в результате составления гидравлической модели систем централизованного теплоснабжения.

- Внедрение автоматических систем учета потребления энергетических ресурсов.

Перечень мероприятий по техническому перевооружению, реконструкции и ремонту источника тепловой энергии пгт. Рудничный с разбивкой по годам реализации (этапам) представлен в таблице 36.

Таблица 36.

№ п/п	Наименование мероприятий	Ориентировочные затраты инвестиций в 2023, тыс. руб.	Этапы				
			2024	2025	2026-2030	2031-2035	2035-2040
Котельная пгт. Рудничный							
1	Замена котлов КЕВ 10-14-115СО	2 200	-	-	1 350	1 350	-
2	Замена котлов КЕВ 6,5-14-115СО	2 100	-	-	-	-	2 400
<b>Всего</b>		<b>4 300</b>	-	-	<b>1 350</b>	<b>1 350</b>	<b>2 400</b>

Определение капитальных вложений в новое строительство и реконструкцию участков тепловых сетей и теплосетевых объектов выполнено по данным укрупненных удельных стоимостей реализации строительства данных объектов.

Необходимые капитальные вложения в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей муниципального образования Рудничный в период с 2023 по 2040 годы представлены в таблице 32.

## **11.2. 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.

В зависимости от способа формирования собственные источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

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.

### **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 6.

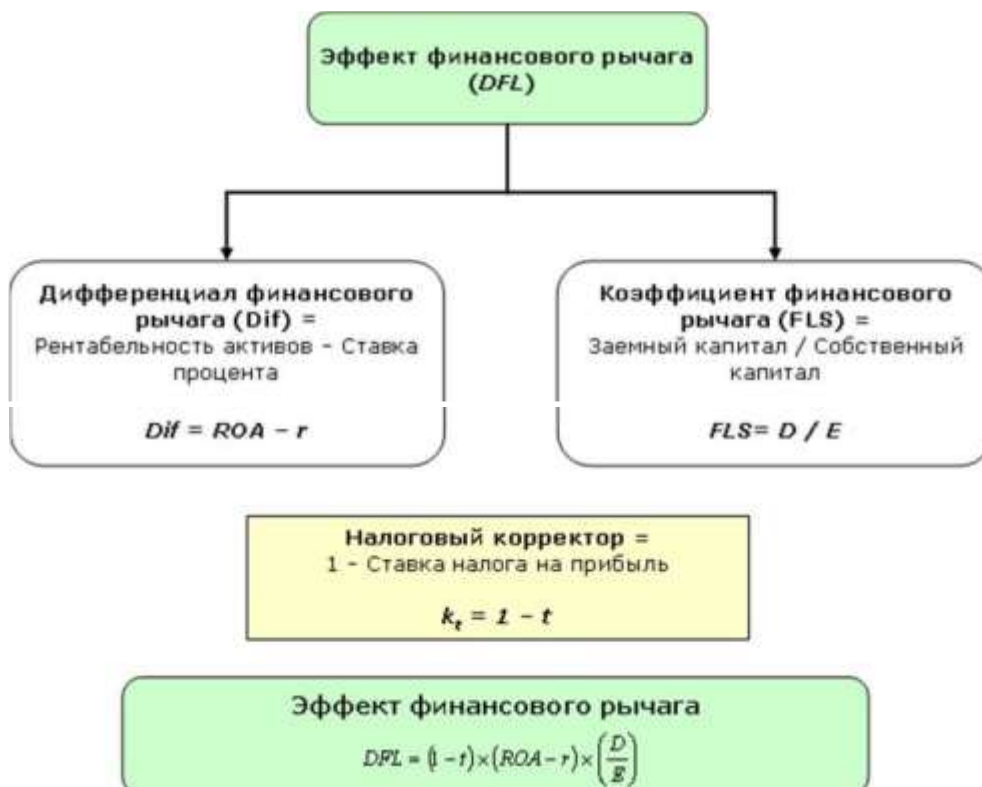


Рисунок 6.

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:

$$\text{Dif} = \text{ROA} - r$$

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):

$$\text{FLS} = D/E$$

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:

$$\text{Если } \text{ROA} > i, \text{ то } \text{ROE} > \text{ROA} \text{ и } \Delta \text{ROE} = (\text{ROA} - i) * D/E$$

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.

### **Выводы по Части 11.2:**

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.

## **11.3. Расчеты простой экономической эффективности инвестиций**

Расчет эффективности инвестиций в предлагаемые мероприятия выполнен с учетом положений «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Приказом Минэкономики РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999г. № ВК477).

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). Длительность расчетного периода проекта – 25 лет.

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 — 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  $a_m$ , рассчитываемый по формуле:

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + E)^{t_m - t^0}}$$

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.

(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.

*Индекс рентабельности инвестиций:*

$$NVP = -IC + \sum_{i=1}^n NC \frac{Fi}{(1 + E)^i}$$

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.

$$DPP = \frac{IC}{\sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+E)^i}}$$

Индекс рентабельности инвестиций:

$$PI = \frac{NPV}{IC} + 1$$

Внутренняя норма доходности (IRR) – та ставка дисконтирования, при которой величина чистой дисконтированного эффекта равна приведённым инвестициям.

$$IRR = E_1 + \frac{NPVe_1}{NPVe_1 - NPVe_2} \times (E_2 - E_1)$$

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.

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 +/- 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.

#### **Общие выводы по ИП:**

1) При экономически обоснованном тарифе в размере 3717,72 руб/Гкал (уровень 2022г.) и применении инвестиционной надбавки к тарифу в размере 500 руб /Гкал дисконтированный срок окупаемости составит около 10 лет.

2) Расчёт показателей эффективности ИП носит предварительный, оценочный характер. Разработка рабочего инвестиционного проекта (инвестиционной программы) должна опираться на результаты комплексного энергообследования объектов.

3) Основной риск для инвестора – это неплатежи со стороны населения. Для уменьшения риска необходимо заключение с населением прямых договоров на услуги теплоснабжения. При повышении уровня оснащённости потребителей узлами учёта тепловой энергии и значительном повышении энергоэффективности потребителей тепловой энергии есть риск снижения полезного отпуска тепловой энергии и необоснованного завышения параметров реконструируемых СЦТ (УТМ котельных, диаметра сетей и т.д.).

4) При реализации проектов по схеме теплоснабжения рекомендуется доленое инвестирование: частные инвестиции и бюджетные средства.

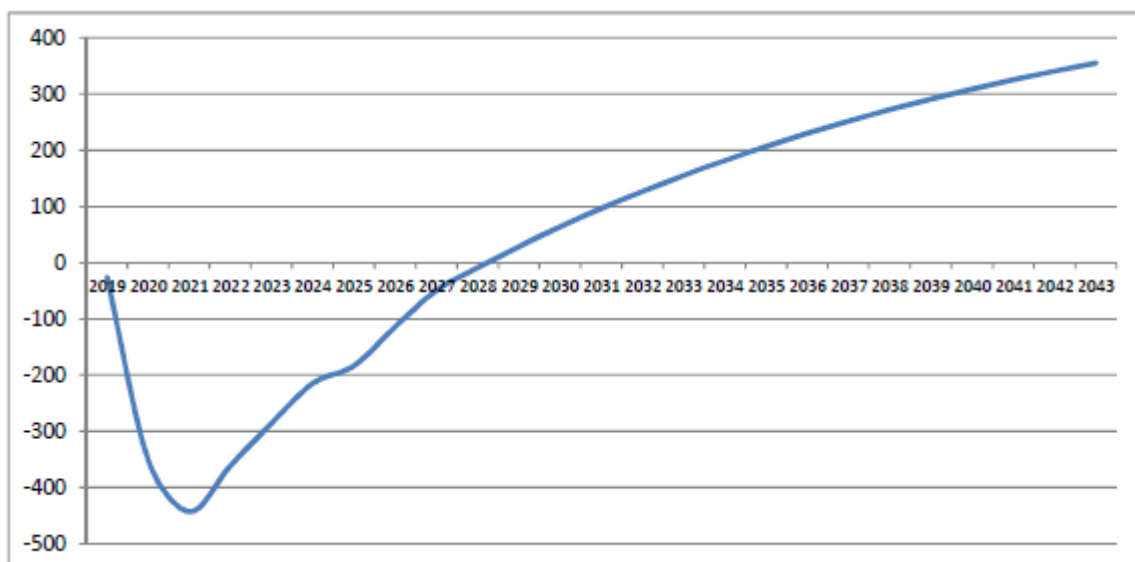


Рисунок 7.

#### **11.4. 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 12. Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования

### 12.1. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях

Сведений о количествах прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях не предоставлено.

### 12.2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии

Сведений о количестве прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии не предоставлено.

### 12.3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии

Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии представлен в таблице 37.

Таблица 37.

Источник теплоснабжения	Отпуск тепловой энергии с коллекторов Гкал/год	Потребление топлива Т.У.Т./год	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии т.у.т./Гкал
Котельная пгт. Рудничный	42780	6590,9	0,154

### 12.4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети

Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети представлена в таблице 38.

Таблица 38.

Зона теплоснабжения	Протяженность тепловых сетей, м.	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Технологические потери, Гкал	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети, Гкал/м <sup>2</sup>
Котельная пгт. Рудничный	22856	6756	11844,92	1,754

## 12.5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности

Коэффициент использования установленной тепловой мощности численно равняется фактической выработке тепловой энергии за определенный период к теоретической выработке при работе без остановок на установленной тепловой мощности.

Коэффициент использования установленной тепловой мощности по каждому источнику теплоснабжения показан в таблице 39.

Таблица 39.

Наименование источника	Установленная мощность, Гкал/час	Тепловая нагрузка, Гкал/час	Коэффициент использования установленной тепловой мощности
Котельная пгт. Рудничный	16,337	12,508	0,766

## 12.6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке.

Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке представлена в таблице 40.

Таблица 40.

Зона теплоснабжения	Протяженность тепловых сетей, м.	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/час	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке, Гкал/час*м <sup>2</sup>
Котельная пгт. Рудничный	22856	6756	12,508	1,851

## 12.7. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии

Сведений о количестве приборов учета тепловой энергии у потребителей пгт. Рудничный нет.

## 12.8. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)

Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения) представлен в таблице 41.



Таблица 41.

Наименование источника	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения).
Котельная пгт. Рудничный	9

**12.9. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения)**

Сведений о реконструированных сетях за 2022 год не предоставлено.

**12.10. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, муниципального образования, города федерального значения)**

Сведений о реконструкции основного оборудования за 2022 год не предоставлено.

## ГЛАВА 13. Ценовые (тарифные) последствия

### 13.1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Реализация проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению муниципального образования Рудничный направлено на предоставление качественной услуги теплоснабжения по доступной потребителю цене.

Прогноз динамики тарифа на тепловую энергию выполнен для следующих условий и допущений:

- экономически обоснованный тариф (уровень 2023г) – 3907,37 руб/Гкал;
- инвестиционная надбавка к тарифу – 500 руб/Гкал применяется до расчётного момента окупаемости проектов.

- после возврата инвестиций 50% от стоимости экономического эффекта полученного за счёт снижения удельных затрат на производство и передачу тепловой энергии достигнутых при реализации проектов остаются у инвестора.

- совокупный срок окупаемости проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения. Динамика тарифа на тепловую энергию составляет около 7 лет

Прогноз динамики тарифа на тепловую энергию приведён в таблице. На рисунке 8 наглядно отражена динамика тарифа.

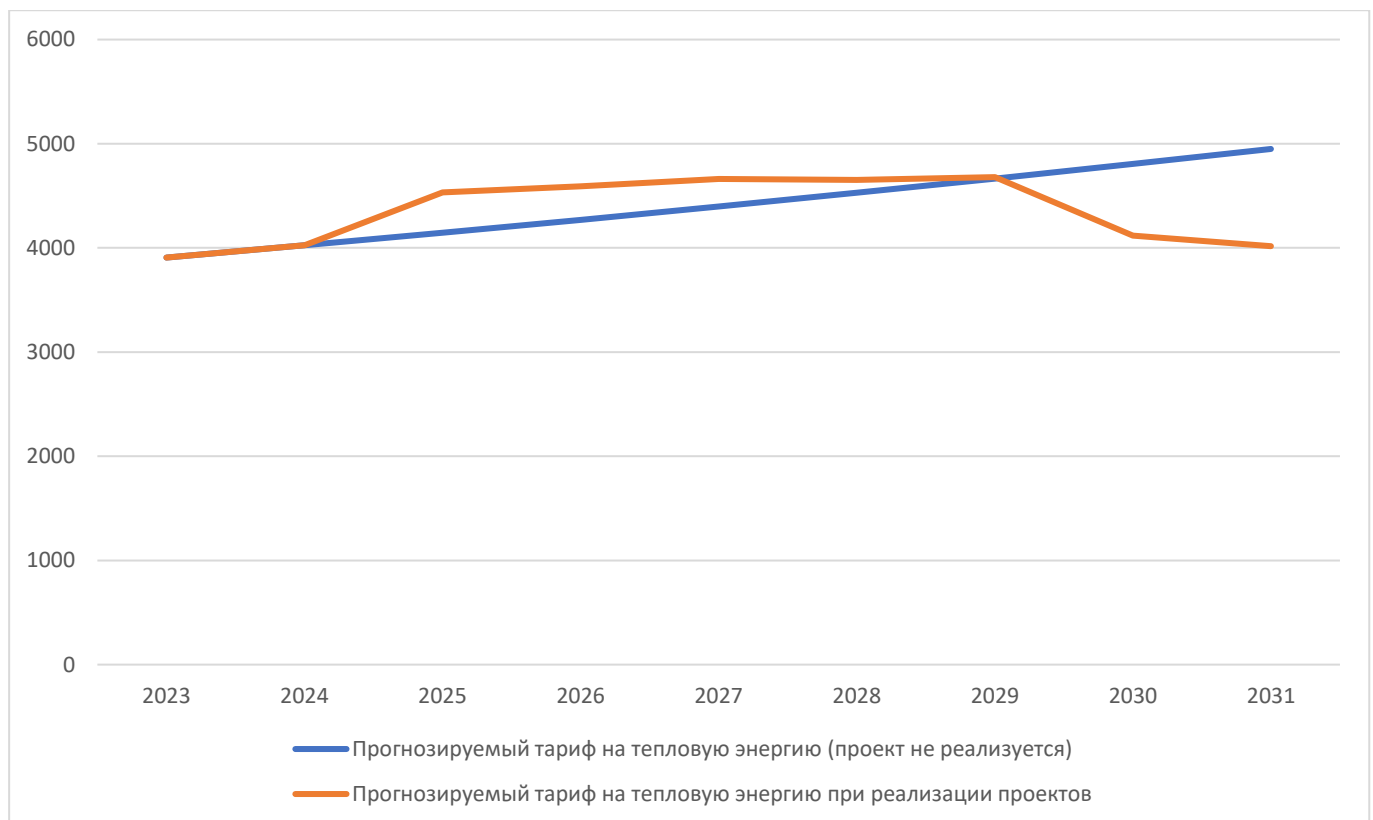


Рисунок 8.

### **13.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации**

Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации представлено в таблице 42.

Таблица 42.

Наименование	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Прогнозируемый тариф на тепловую энергию (проект не реализуется)	руб/Гкал	3907,37	4024,59	4145,33	4269,69	4397,78	4529,71	4665,60	4805,57	4949,74
Инвестиционная надбавка к тарифу	руб/Гкал	0	0	500	500	500	500	500	0	0
Снижение удельных затрат (постоянных и переменных издержек) на производство и передачу тепловой энергии достигнутых при реализации проектов	руб/Гкал	0	0	112	178	236	378	486	687	932
Величина снижения тарифа за счёт снижения удельных затрат на производство и передачу тепловой энергии достигнутых при реализации проектов с учётом понижающего коэффициента 0,5 (часть достигнутого экономического эффекта должна остаться у инвестора).	руб/Гкал	0	0	0	0	0	0	0	687	932
Прогнозируемый тариф на тепловую энергию при реализации проектов	руб/Гкал	3907,37	4024,59	4533,33	4591,7	4661,78	4651,71	4679,6	4118,57	4017,74

### **13.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей**

Вывод: если инвестиционные проекты не будут реализованы, если не будет комплексной модернизации схемы теплоснабжения муниципального образования Рудничный, то через 7-8 лет экономически обоснованный тариф превысит уровень тарифа, формируемого с учётом инвестиционной надбавки. И с каждым годом эта негативная тенденция будет только усиливаться.

## ГЛАВА 14. Реестр единых теплоснабжающих организаций

### 14.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах населенных пунктов муниципального образования

Теплоснабжение пгт. Рудничный осуществляет КОГУП "Облокоммунсервис". На территории муниципального образования Рудничный расположен один источник тепловой энергии. Котельная образует изолированные системы теплоснабжения, технологически не связанные между собой.

Котельная пгт. Рудничный с тепловыми сетями принадлежат администрации Кировской области и эксплуатируется КОГУП "Облокоммунсервис" Верхнекамского муниципального округа Кировской области. Теплоснабжающая организация вырабатывает, транспортирует, распределяет тепловую энергию конечным потребителям в виде горячей воды. Теплоснабжение осуществляется для объектов соцкультбыта.

Территория действия источника тепловой энергии - Новая котельная пгт. Рудничный. Источник тепловой энергии обеспечивает теплоснабжением типы зданий: федеральные бюджетные потребители, региональные бюджетные потребители, муниципальные бюджетные потребители, прочие потребители и жилые дома.

Таблица 43. Реестр систем теплоснабжения.

№ п/п	Наименование источника	Зона деятельности	Организация, владеющая на праве собственности или ином законном основании источником теплоснабжения
1	Новая Котельная пгт. Рудничный	Федеральные бюджетные потребители	Кировское областное государственное унитарное предприятие «Облокоммунсервис»
		Региональные бюджетные потребители	
		Муниципальные бюджетные потребители	
		Прочие	
		Жилые дома	

### 14.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации не предоставлен

### 14.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией

Решение об определении единой теплоснабжающей организации (далее - ЕТО) базируется на требованиях следующих законодательных и нормативных актов:

- 1) Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

2) Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к Схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

3) Постановление Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации (вместе с «Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации») (далее - Постановление).

Необходимость разработки предложений по определению ЕТО в составе Схемы теплоснабжения муниципального образования Рудничный обусловлена п.49 требований к Схемам теплоснабжения, утвержденных вышеуказанным постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154.

Основные функции и задачи ЕТО определены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808.

В соответствии с вышеуказанным постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 808 (раздел II п. 12) 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 Схеме 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 энергией с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Для осуществления своей деятельности, а также других технологически связанных с ними теплогенерирующих и теплосетевых предприятий, ЕТО получают оплату от потребителей за тепловую энергию (мощность) и (или) теплоноситель по действующим тарифам или по ценам, определенным по соглашению сторон в случаях, установленных законом № 190-ФЗ (п. 2, ст. 23.4).

В соответствии с критериями по определению единой теплоснабжающей организации, установленными «Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации», предлагается определить единой теплоснабжающей организацией для теплоснабжения объектов пгт. Рудничный КОГУП "Облокоммунсервис".

#### **14.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации**

Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации не предоставлены.

#### **14.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)**

В настоящее время теплоснабжение пгт. Рудничный осуществляет КОГУП "Облкоммунсервис".

Отпуск тепловой энергии от источника тепловой энергии Котельной пгт. Рудничный осуществляется качественно-количественным регулированием по отопительному графику.

Характеристика источников тепловой энергии представлена в таблице 44.

**Таблица 44.**

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Температурный график, °С		Тип	Прибор учёта	Температурный перепад, °С
		95	70			
1	Новая котельная пгт. Рудничный	95	70	2-х трубная без ГВС	ультразвуковой	25



## **ГЛАВА 15. Реестр проектов схемы теплоснабжения.**

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

Необходимые капитальные вложения в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии пгт. Рудничный в период с 2023 по 2040 годы представлены в таблице 45.

Таблица 45.

№ п/п	Наименование мероприятий	Ориентировочные затраты инвестиций в 2023, тыс. руб.	Этапы				
			2024	2025	2026-2030	2031-2035	2035-2040
Котельная пгт. Рудничный							
1	Замена котлов КЕВ 10-14-115СО	2 200	-	-	1 350	1 350	-
2	Замена котлов КЕВ 6,5-14-115СО	2 100	-	-	-	-	2 400
<b>Всего</b>		<b>4 300</b>	-	-	<b>1 350</b>	<b>1 350</b>	<b>2 400</b>

### **15.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них**

Необходимые капитальные вложения в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей пгт. Рудничный в период с 2023 по 2040 годы представлены в таблице 34-35.

### **15.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения**

Согласно предоставленным данным, централизованное снабжение потребителей горячей водой не предусмотрено.

## **ГЛАВА 16. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения**

### **16.1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения**

Замечания и предложения при актуализации и утверждении схемы теплоснабжения не поступали.

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

Замечания и предложения при актуализации и утверждении схемы теплоснабжения не поступали.

### **16.3. Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения**

Замечания и предложения при актуализации и утверждении схемы теплоснабжения не поступали.

**ГЛАВА 17. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения**

**17.1. Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения, а также сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения**

Данных не предоставлено.

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
ПГТ. РУДНИЧНЫЙ ВЕРХНЕКАМСКОГО  
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА  
КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ  
НА ПЕРИОД С 2023 ДО 2040 ГОДА**

**ТОМ № 2.**

**«Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения  
пгт. Рудничный Верхнекамского муниципального округа  
Кировской области»**

**Разработчик:**

**ООО «СтройРеконструкция»**

**СОГЛАСОВАНО**

**Директор Головина Е.В.** \_\_\_\_\_

**УТВЕРЖДЕНО**

**Глава Верхнекамского муниципального округа**

**Суворов И.Н.** \_\_\_\_\_