



***СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ МОЖГИНСКИЙ
РАЙОН УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ»
НА ПЕРИОД С 2023 ДО 2033 ГОДА***

ТОМ № 2 ЧАСТЬ № 1

Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения
Муниципального образования «Муниципальный округ
Можгинский район Удмуртской Республики»

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	2
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ	11
ВВЕДЕНИЕ	12
СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ МОЖГИНСКИЙ РАЙОН УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ» НА ПЕРИОД С 2023 ДО 2033 ГОДА, Часть 1 тома № 2	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	17
1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования.	17
1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.	50
1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.	83
1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.	83
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.	83
1.2.6. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.	95
1.2.7. Среднегодовая загрузка оборудования.	98
1.2.8. Способы учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети.	98
1.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.	98
1.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	98
1.2.11. Техничко-экономические показатели работы источников теплоснабжения.	98
1.3. Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них.	98
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.	98
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе.	99
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.	100
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.	131
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.	131
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.	153
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.	153

1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.	153
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет.	153
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.	153
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.	154
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.	155
1.3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.	155
1.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.	163
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.	163
1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.	163
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.	164
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.	164
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.	164
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.	164
1.3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.	164
1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).	164
СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ МОЖГИНСКИЙ РАЙОН УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ» НА ПЕРИОД С 2023 ДО 2033 ГОДА, Часть 2 тома № 2	166
1.4. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.	166
1.4.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления.	166
1.4.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.	166
1.4.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.	188
1.4.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.	188
1.4.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.	188
1.4.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения.	189
1.4.7. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.	189
1.5. Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.	189

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.	189
1.6. Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.	189
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.	189
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.	209
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.	210
1.6.4. Анализ причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.	210
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.	211
1.7. Часть 7. Балансы теплоносителя.	211
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.	211
1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.	216
1.8. Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.	216
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.	216
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.	220
1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки.	220
1.8.4. Описание использования местных видов топлива.	220
1.9. Часть 9. Надежность теплоснабжения.	220
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.	220
1.9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.	221
1.9.3. Частота отключений потребителей.	221
1.9.4. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений.	221
1.9.5. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).	221
1.9.6. Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении.	221
1.9.7. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении.	221
1.10. Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.	222

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.	222
1.11. Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.	222
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.	222
1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.	223
1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения.	223
1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.	223
1.12. Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования.	223
1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплоснабжающих установок потребителей).	223
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).	223
1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.	224
1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.	224
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.	224
ГЛАВА 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.	225
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.	225
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.	247
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.	247
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.	248
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.	248
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	248

разделением по видам теплотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.	
2.7. Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки.	248
2.8. Расчетную тепловую нагрузку на коллекторах источников тепловой энергии.	248
2.9. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды.	248
ГЛАВА 3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	249
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.	249
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.	249
3.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.	249
ГЛАВА 4. Мастер-план развития схем теплоснабжения муниципального образования.	250
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).	250
4.2. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, муниципального образования, города федерального значения.	250
4.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования, на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей.	250
Глава 5. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.	251
5.1. Определение расчетной величины нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.	251
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.	251
5.3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов.	251
5.4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.	251
5.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.	251
5.6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	252

5.7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	252
ГЛАВА 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.	253
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.	253
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.	253
6.3. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.	253
6.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.	254
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.	254
6.6. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.	254
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.	256
6.8. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	256
6.9. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.	256
6.10. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки муниципального образования, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями.	256
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.	257
6.12. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.	265
6.13. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории муниципального образования.	265
6.14. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.	265
ГЛАВА 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей.	272

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).	272
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.	272
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.	272
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.	272
7.5. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.	272
7.6. Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.	273
7.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.	273
7.8. Предложения по строительству и реконструкции насосных станций.	273
ГЛАВА 8. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	274
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.	274
8.2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии.	274
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.	274
8.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения.	274
8.5. Оценку целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения.	275
8.6. Предложения по источникам инвестиций.	275
ГЛАВА 9. Перспективные топливные балансы.	276
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.	276
9.2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива.	283
9.3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива.	289
ГЛАВА 10. Оценка надежности теплоснабжения.	290
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.	290
10.2. Обоснование метода и результатов обработки данных по восстановленным отказавшим участкам тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли	290

аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения.	
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.	290
10.4. Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки.	290
10.5. Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии.	291
ГЛАВА 11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.	292
11.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.	292
11.2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.	296
11.3. Расчеты простой экономической эффективности инвестиций.	302
11.4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.	307
ГЛАВА 12. Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования.	308
12.1. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях.	308
12.2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии.	308
12.3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии.	308
12.4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети.	308
12.5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности.	308
12.6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке.	310
12.7. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии.	312
12.8. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения).	312
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).	313
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).	313
ГЛАВА 13. Ценовые (тарифные) последствия.	314
13.1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.	314
13.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации.	314

13.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.	316
ГЛАВА 14. Реестр единых теплоснабжающих организаций.	317
14.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах населенных пунктов муниципального образования.	317
14.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации.	318
14.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией.	318
14.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.	319
14.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).	319
ГЛАВА 15. Реестр проектов схемы теплоснабжения	320
15.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии.	320
15.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.	320
15.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения.	320
ГЛАВА 16. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения.	321
16.1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения.	321
16.2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения.	321
16.3. Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.	321
ГЛАВА 17. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения	322
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.	322

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

В Схеме теплоснабжения Муниципального округа «Можгинский район Удмуртской республики» по состоянию на 2023 год и на период до 2033 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 Муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской республики» на период с 2023 до 2033 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 Удмуртской Республики 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 теплоснабжения Муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики», 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 Муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской республики» 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 с 2023 до 2033 годы.

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

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ МОЖГИНСКИЙ РАЙОН УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ» НА ПЕРИОД С 2023 ДО 2033 ГОДА

ТОМ № 2 ЧАСТЬ № 1

Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения Муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики»

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

Существует три типа договоров, которые заключают в сфере теплоснабжения. Первый тип включает договора теплоснабжающих и теплосетевых организаций с поставщиками ресурсов (коммунальные, трудовые, материальные и т.п.), необходимых для производства, транспорта и распределения тепловой энергии и горячей воды. Второй тип включает договора с потребителями (за исключением многоквартирных домов, договорные отношения с которым осуществляются через управляющие компании, товарищества собственников жилья, жилищные и жилищно-строительные кооперативы). Третий тип договоров заключается производителями тепловой энергии с теплосетевой организацией на передачу и распределение тепловой энергии и горячей воды.

Финансовые взаимоотношения устроены сообразно договорным. В случае договоров первой и третьей группы поставщик тепловой энергии и горячей воды осуществляет финансовые расходы. Наоборот, в случае договоров второй группы – получает доходы, так как уже сам осуществляет поставку услуги. Не все теплоснабжающие организации в Можгинском муниципальном районе предоставили договора на поставку топлива, но можно предположить, что все они имеют договора на поставку топлива и электрической энергии, поскольку последние являются необходимыми ресурсами при производстве, транспортировке и распределении тепловой энергии. В случае договоров на поставку воды и тепловой энергии такой однозначности нет, поскольку предприятия могут иметь собственные скважины и приобретать тепловую энергию, имея в эксплуатации собственные источники. В ряде случаев предположения о наличии договора на поставку воды на технологические нужды делались на основании данных о затратах по

соответствующей статье расходов, отраженных в результатах финансово-хозяйственной деятельности.

Теплоснабжающие организации имеют договора на поставку тепловой энергии и горячей воды с населением, которые либо заключаются с управляющими компаниями, товариществами собственников жилья, жилищными и жилищно-строительными кооперативами, обслуживающими многоквартирный жилой фонд, либо заключаются напрямую в случае индивидуально-определенных зданий, подключенных к централизованным системам теплоснабжения. Отдельно заключаются договора на поставку тепловой энергии и горячей воды с юридическими лицами (бюджетные и прочие организации). Теплоснабжающие организации Можгинского муниципального района представлены в таблице 1.

Таблица 1. Теплоснабжающие организации Можгинского муниципального района

№ п/п	Наименование ресурсоснабжающей организации, которая осуществляет теплоснабжение поселения	Наименование населенных пунктов Заказчика, в которых действует данная теплоснабжающая организация	Объекты, находящиеся в обслуживании теплоснабжающих организаций
1	ООО «КЭС»	МО «Александровское»	Котельная № 6 д. Старые Юбери
			Котельная № 7 с. Александрово
2	ООО «КЭС»	МО «Большекибьинское»	Котельная № 9 с. Большая Кибья
3	ООО «КомтеС»	МО «Большепудгинское»	Котельная № 5 д. Малая Сюга
			Котельная № 7 с. Большая Пудга, школа
4	ООО «КЭС»	МО «Большесибинское»	Котельная № 11 д. Б. Сибы
5	ООО «КомтеС»	МО «Большеучинское»	Котельная № 1 «центральная»
			Котельная № 2, школа-интернат, Большеучинская коррекционная школа-интернат 8 вида
			Котельная № 3, д. Ломеслуд
6	ООО «КЭС»	МО «Горнякское»	Котельная № 10 с. Горняк
7	ООО «КЭС»	МО «Кватчинское»	Котельная д. Ст. Березняк
			Котельная д. Н. Вишур.
8	ООО «КомтеС»	МО «Люгинское»	Котельная № 12 ст. Люга
9	ООО «КомтеС»	МО «Маловоложикьинское»	Котельная № 6 с. М. Воложикья
10	ООО «КЭС»	МО «Мельниковское»	Котельная д. Мельниково
			Котельная д. Р. Пычас
11	ООО «КЭС»	МО «Можгинское»	Котельная № 5 с. Можга
12	ООО «КомтеС»	МО «Нынекское»	Котельная № 10 д. Нынек
13	ООО «КЭС»	МО «Нышинское»	Котельная д. Ныша
			Котельная д. Комяк

14	ООО «КЭС»	МО «Пазяльское»	Котельная № 4 д. Пазял
15	ООО «КЭС»	МО «Пычасское»	Котельная № 1 с. Пычас
16	ООО «КЭС»	МО «Старокаксинское»	Котельная № 8 д. Ст. Какси
17	ООО «КЭС»	МО «Сюгаильское»	Котельная д. Н. Р. Сюгаил
			Котельная ст. Сардан
18	ООО «КЭС»	МО «Черемушкинское»	Котельная № 2 с. Черемушки
			Котельная № 3 Льнозавод
			Котельная № 13 ст. Керамик

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.

Централизованные системы теплоснабжения Муниципального образования Можгинского муниципального района обеспечивает потребителей тепловой энергии в виде отопления. В целом, система теплоснабжения Можгинского муниципального района представляет собой совокупность не взаимосвязанных сооружений, устройств и трубопроводов. Все они работают в отлаженном режиме, определяемом гидравлическими и физико-химическими процессами.

Эксплуатационные зоны системы теплоснабжения определяются теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, обслуживающими эти зоны. В настоящее время на территории Можгинского муниципального района снабжением потребителей тепловой энергией занимаются ООО «КЭС» и ООО «КомтеС».

Характеристика источников тепловой энергии представлена в таблице 2.

Принципиальная схема мест расположения источников тепловой энергии муниципального образования представлена на рисунках 1-28.

Таблица 2. Характеристика источника тепловой энергии

Обслуживающая организация	Наименование источника	Тип (марка) котла	Количество, шт.	Тепловая мощность оборудования, Гкал/ч	Установленная тепловая мощность основного оборудования источника тепловой энергии, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто источника, Гкал/ч
МО «Александровское»								
ООО «КЭС»	Кот. д. Александрово (Трактор)	Водяной котел № 1 – Премьер-0,2 (рег. номер 5; 2014 г.)	1	0,52	0,52	0,52	0,016	0,504
		Водяной котел № 2 – Классик-0,4 (рег. номер 8 -2007 г.)	1					
		• Водяной котел № 3 – КВ-Т-0,4	1					
	Котельная, центральная Д. Старые Юбери	Водяной котел № 1 – КСГ - 100 (рег. номер -841, 2004 г.)	1	0,17	0,17	0,17	0,005	0,165
Водяной котел № 2 – КСГ - 100 (рег. номер 842 -2004 г.);		1						
Итого по поселению					0,69	0,69	0,021	0,669
МО «Большекибынское»								
ООО «КЭС»	котельная № 9 с. Большая Кибья	ИШМА-100	5	0,399	0,399	0,399	0,002	0,397
Итого по поселению					0,399	0,399	0,002	0,397
МО «Большепудгинское»								
ООО «КомтеС»	Котельная № 5 д. Малая Сюга	Водяной котел №1 – КВа- 1,0Гс (рег. номер 601 - 2012 г.)	1	1,72	1,72	1,72	0,008	1,712
		Водяной котел № 2 – Е 1/9 Г (рег. номер 16326 -1996 г.)	1					

	Котельная № 7 с. Большая Пудга, школа	Водяной котел №1 – КВГ- 160 (рег. номер 78 – 2005 г.)	0,28	0,28	0,28	0,28	0,001	0,279
		Водяной котел № 2 – КВГ – 160 (рег. номер 79 -2005 г.)						
Итого по поселению					2,0	2,0	0,009	1,991
МО «Большесибинское»								
ООО «КЭС»	Котельная № 11 д. Б. Сибы	Водяной котел № 1 – RS-A -100 (рег. номер б/н 2014 г.)	1	0,17	0,17	0,17	0,002	0,168
		Водяной котел № 2 – RS-A-100 (рег. номер 20281-1995 г.)	1					
Итого по поселению					0,17	0,17	0,002	0,168
МО «Большеучинское»								
ООО «КомтеС»	Котельная № 1 «центральная»	• Водяной котел №1 – КВа-1,25Гс (рег. номер 602- 2012 г.)	1	3,23	3,23	3,23	0,019	3,211
		Водяной котел № 2 – КВа-1,25Гс (рег. номер 603- 2012 г.)	1					
		Водяной котел № 2 – КВа-1,25Гс (рег. номер 604-2012 г.)	1					
	Котельная № 2, школа-интернат, Большеучинская коррекционная школа-интернат 8 вида	Водяной котел №1 – КВГ-400 (рег. номер 79 -2003 г.)	1	0,688	0,688	0,688	0,005	0,683
		Водяной котел № 2 – КВГ-400 (рег. номер 80-2003 г.)	1					
		Водяной котел № 3 – КС-Г-63 (рег. номер 328-2003 г.);	1					
		Водяной котел № 4	1					

		– КС-Г-63 (рег. номер 329-2003 г.);						
	Котельная № 3, д. Ломеслуд	Водяной котел №1 – КВГ-250 (рег. номер 73 -2003 г.)	1	0,431	0,431	0,431	0,002	0,429
		Водяной котел № 2 – КВГ-250 (рег. номер 74-2003 г.)	1					
Итого по поселению					4,349	4,349	0,026	4,347
МО «Горнякское»								
ООО «КЭС»	Котельная № 10 с. Горняк	Водяной котел № 1 – КВаГ-0,4 (2013 г.)	1	0,65	0,65	0,65	0,001	0,649
		Водяной котел № 2 – КВаГ-0,4 (2013 г.)	1					
Итого по поселению					0,65	0,65	0,001	0,649
МО «Кватчинское»								
ООО «КЭС»	Котельная д. Ст. Березняк	Водяной котел № 1 – RS-A300 (рег. номер ----- 2014 г.)	1	0,52	0,52	0,52	0,002	0,518
		Водяной котел № 2 – RS-A300 (рег. номер 20281-1995 г.)	1					
ООО «КЭС»	Котельная д.Н.Вишур	Водяной котел № 1 – RS-A100 (рег. номер ----- 2014 г.)	1	0,17	0,17	0,17	0,003	0,167
		Водяной котел № 2 – RS-A100 (рег. номер 20281-1995 г.)	1					
Итого по поселению					0,17	0,17	0,003	0,167
МО «Люгинское»								
ООО «КомтеС»	Котельная № 12 ст. Люга	Водяной котел №1 – КВа – 0,63 (рег. номер 01-2010 г.)	1	1,63	1,63	1,63	0,169	1,461
		Водяной котел № 2 – КВа -0,63 (рег.	1					

		номер 06-2010 г.)						
		Водяной котел № 3 – КВа -0,63 (рег. номер 06-2010 г.)	1					
Итого по поселению					1,63	1,63	0,169	1,461
МО «Маловоложикьинское»								
ООО «КомтеС»	Котельная № 6 с. М. Воложикья	Водяной котел №1 – КВа-0,4Гс (рег. номер -2008г.)	1	0,689	0,689	0,689	0,004	0,685
		Водяной котел № 2 – КВа-0,4 Гс (рег. номер -2008 г.)	1					
Итого по поселению					0,689	0,689	0,004	0,685
МО «Мельниковское»								
ООО «КЭС»	Котельная д. Мельниково	Водяной котел № 1 – КВ-0,4МВт СТГ «Классик» (рег. номер 718)	1	0,517	0,517	0,517	0,003	0,514
		Водяной котел № 2 – КВ-0,2Г «Премьер» (рег. номер 619)	1					
ООО «КЭС»	Котельная д. Р. Пычас	Водяной котел № 1 – КВа-0,4Гс (рег. номер 654, 2013 г.)	1	0,689	0,689	0,689	0,004	0,685
		Водяной котел № 2 – КВа-0,4Гс (рег. номер 657, 2013 г.)	1					
Итого по поселению					1,206	1,206	0,007	1,199
МО «Можгинское»								
ООО «КЭС»	Котельная № 5 с. Можга	Водяной котел № 1 – КВа-1,25Гс (рег. номер ----- 2014 г..)	1	2,9	2,9	2,9	0,001	2,889
		Водяной котел № 2 – КВа-1,25Гс (рег. номер ----- 2014 г.)	1					

		Водяной котел № 2 – КВа-0,4Гс (рег. номер -1995 г.)	1					
Итого по поселению					2,9	2,9	0,001	2,889
МО «Нынекское»								
ООО «КомтеС»	Котельная № 10 д.Нынек	Водяной котел №1 – КВГ- 400 (рег. номер 01-2006 г.)	1	0,68	0,68	0,68	0,004	0,676
		Водяной котел № 2 – КВГ-400 (рег. номер 06-2006 г.)	1					
Итого по поселению					0,68	0,68	0,004	0,676
МО «Нышинское»								
ООО «КЭС»	Котельная д. Ныша	Водяной котел №1 – КВа-0,8 (рег. номер -2014 г.)	1	2,414	2,414	2,414	0,021	2,393
		Водяной котел № 2 – Факел г (рег. номер 5208-1995 г.)	1					
		Водяной котел № 3 – Факел Г (рег. номер 5752-1995 г.)	1					
ООО «КЭС»	Котельная д. Комяк	Водяной котел №1 – КВГ-400 (рег. номер 79 -2003 г.)	1	0,689	0,689	0,689	0,003	0,686
		Водяной котел № 2 – КВГ-400 (рег. номер 80-2003 г.)	1					
Итого по поселению					3,103	3,103	0,024	3,079
МО «Пазяльское»								
ООО «КЭС»	Котельная № 4 д. Пазял	Водяной котел №1 – КВа-0,8Гс (рег. номер -2010 г.)	1	1,405	1,405	1,405	0,042	1,363
		Водяной котел № 2 – Братск 1 (рег. номер -1986 г.)	1					
Итого по поселению					1,405	1,405	0,042	1,363
МО «Пычасское»								

ООО «КЭС»	Котельная № 1 с. Пычас	• Водяной котел № 1 – Факел - Г (рег. номер –20283)	1	4,31	4,31	4,31	0,021	4,289
		Водяной котел № 2 – Факел - Г (рег. номер –20282)	1					
		Водяной котел № 3 – Факел - Г (рег. номер -)	1					
		Водяной котел № 4 – Факел - Г (рег. номер –79895)	1					
		Водяной котел № 5 – Факел - Г (рег. номер –79884)	1					
Итого по поселению					4,31	4,31	0,021	4,289
МО «Старокаксинское»								
ООО «КЭС»	Котельная № 8 д. Ст. Какси	Водяной котел № 1 – RS-A-300 (рег. номер 5741, 2014 г.)	1	0,52	0,52	0,52	-	0,52
		Водяной котел № 2 – RS-A-300 (рег. номер 5742, 2014 г.)	1					
Итого по поселению					0,52	0,52	-	0,52
МО «Сюгаильское»								
ООО «КЭС»	Котельная д. Н.Р.Сюгаил	Водяной котел №1 – КВа-0,4 (рег. Номер 142 -2005 г.)	1	0,689	0,689	0,689	0,005	0,684
		Водяной котел № 2 – КВа-0,4 (рег. Номер 143 -2005 г.)	1					
ООО «КЭС»	Котельная ст.Сардан	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Итого по поселению					0,689	0,689	0,005	0,684
МО «Черемушкинское»								

ООО «КЭС»	Котельная № 2 с. Черемушки	Водяной котел № 1 – КВ-Гс-1,25 (рег. номер 565 -2012 г.)	1	3,66	3,66	3,66	0,24	3,42
		Водяной котел № 2 – Факел -Г (рег. номер - , 2014 г.)	1					
		Водяной котел № 3 – Факел - Г (рег. номер 20281-1995 г.)	1					
		Водяной котел № 4 – Факел - Г (рег. номер 20281-1995 г.)	1					
ООО «КЭС»	Котельная № 3 Льнозавод	Водяной котел № 1 – КВ-Г-0,63 (рег. номер 238 -2012 г.)	1	1,08	1,08	1,08	0,008	1,072
		Водяной котел № 2 – КВ-Г-0,63 (рег. номер -216 - 2014 г.)	1					
ООО «КЭС»	Котельная № 13 ст. Керамик	Водяной котел № 1 – КВ-Г-0,4 (рег. номер 565 -2012 г.)	1	0,69	0,69	0,69	0,02	0,67
		Водяной котел № 2 – КВ –Г – 0,4 (рег. номер ----2014 г.)	1					
итого					5,43	5,43	0,268	5,162
Итого по муниципальному району					31,011	31,011	0,616	30,395



Рисунок 1. Принципиальная схема места расположения источника тепловой энергии – котельная № 7 с Александрово

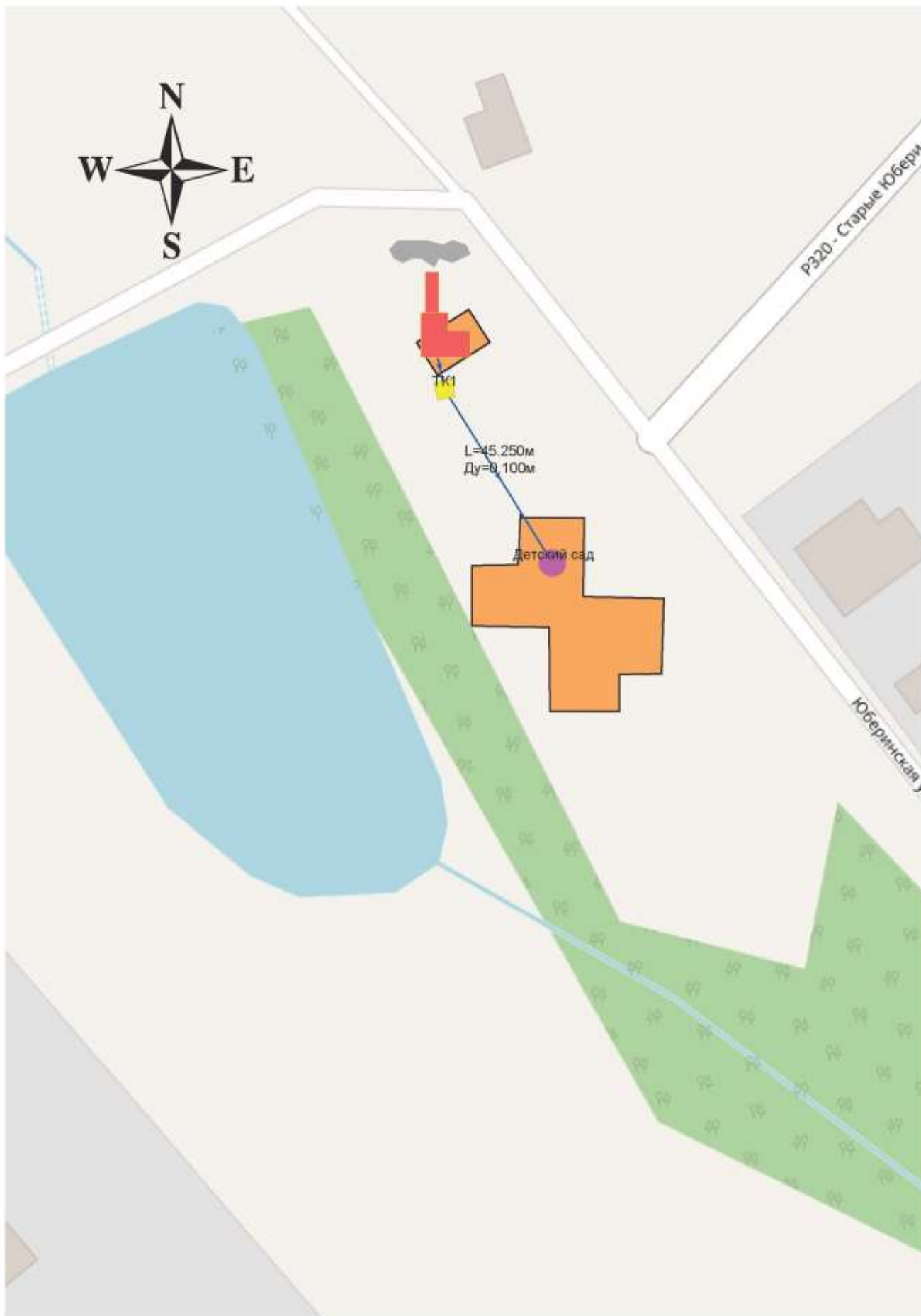


Рисунок 2. Принципиальная схема места расположения источника тепловой энергии котельной № 6 д. Старые Юберы



Рисунок 3. Принципиальная схема места расположения источника тепловой энергии котельной № 9 д. Большая Кибья

Схема тепловой сети д. Большая Кибья (Детский сад)

— Подз. исполнения(каналы)

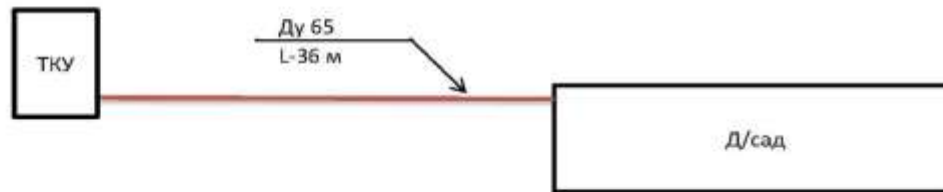


Рисунок 4. Принципиальная схема места расположения источника тепловой энергии котельная д. Большая Кибья

Схема тепловых сетей д. Большая Кибья

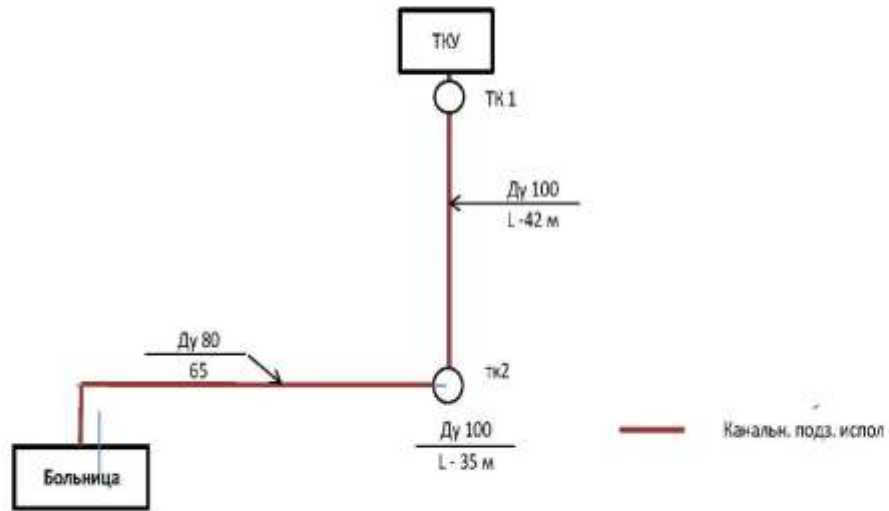


Рисунок 5. Принципиальная схема места расположения источника тепловой энергии – котельная д. Большая Кибья

Схема тепловых сетей д.Малая Сюга, ООО «КомтеС»

УТВЕРЖДАЮ
Гл.инженер А.В.Иванцов

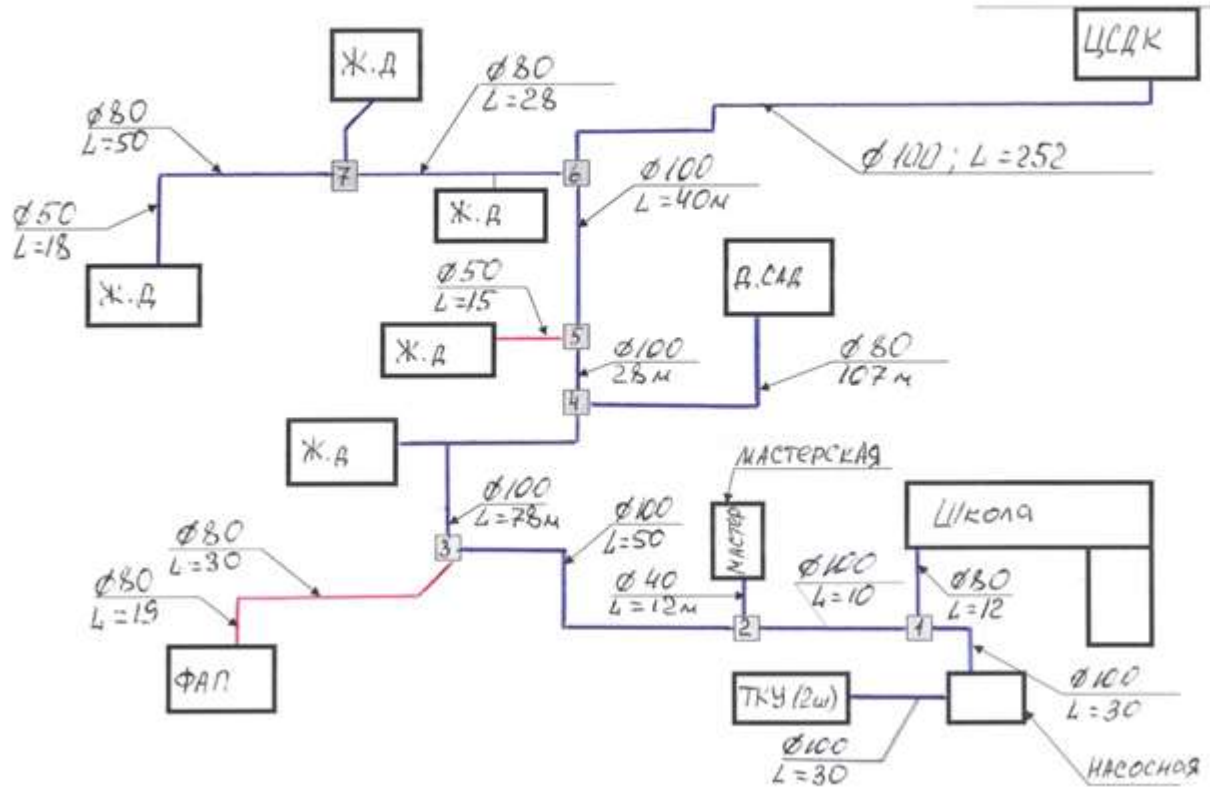


Рисунок 6. Принципиальная схема места расположения источника тепловой энергии – котельная № 5 д. Малая Сюга

Схема тепловых сетей с.Большая Пудга, ООО «КомтеС»

УТВЕРЖДАЮ
Гл.инженер А.В.Иванцов

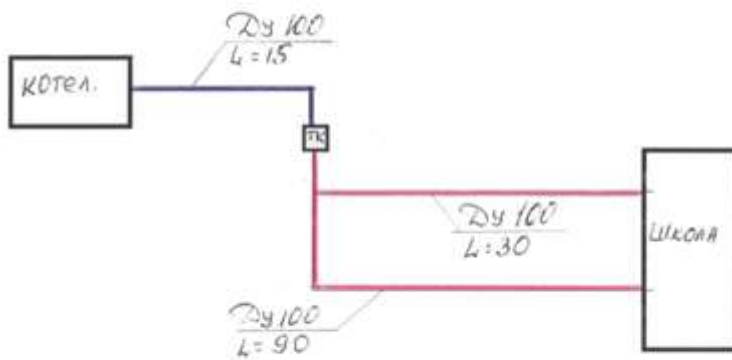


Рисунок 7. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной № 7 с. Большая Пудга

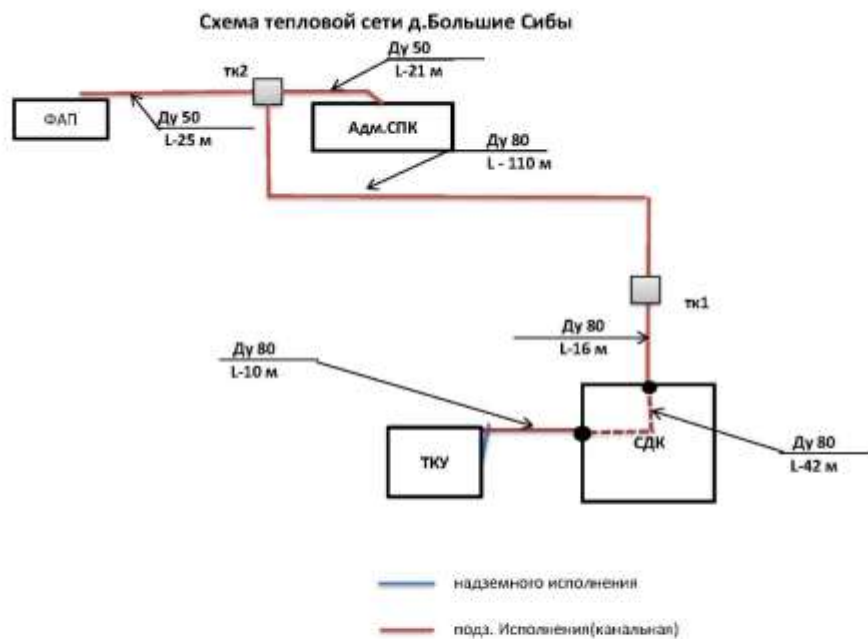


Рисунок 8. Принципиальная схема места расположения источников тепловой энергии – котельная № 11 д. Большие Сибы

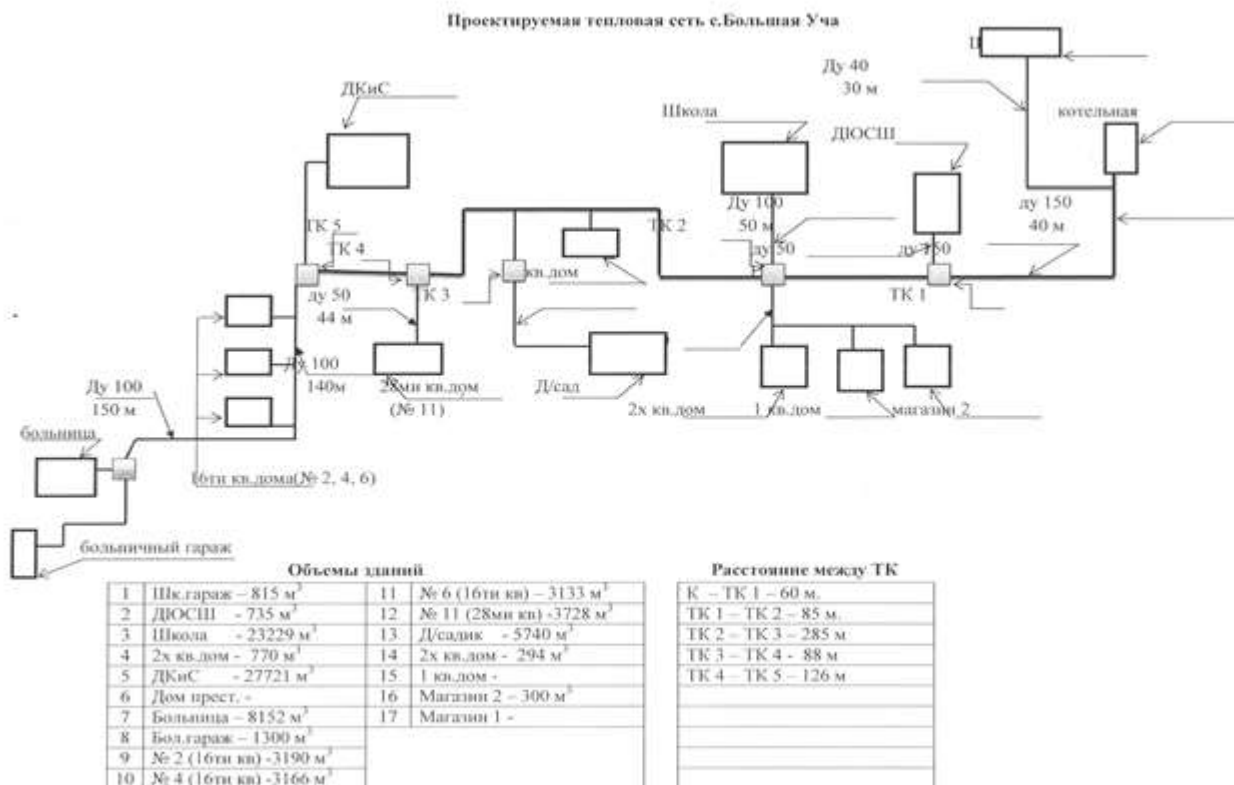


Рисунок 9. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной № 1 с. Большая Уча

Схема тепловых сетей д. Ломеслуд, ООО «КомтеС»

УТВЕРЖДАЮ
Гл. инженер А.В. Иванцов

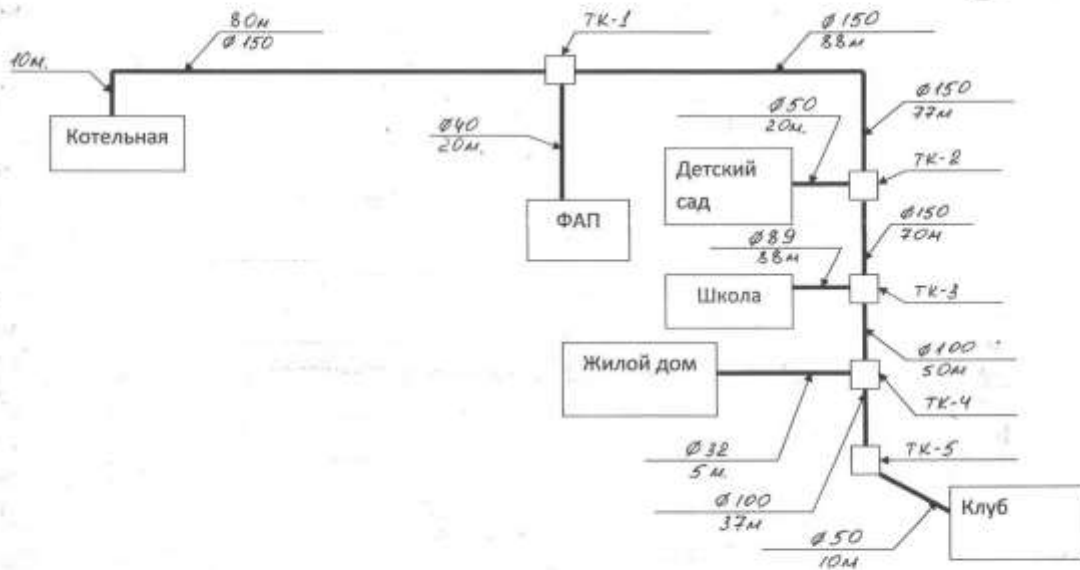


Рисунок 10. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной № 3 д. Ломеслуд

Схема тепловых сетей п. Горняк

— подземного исполнения

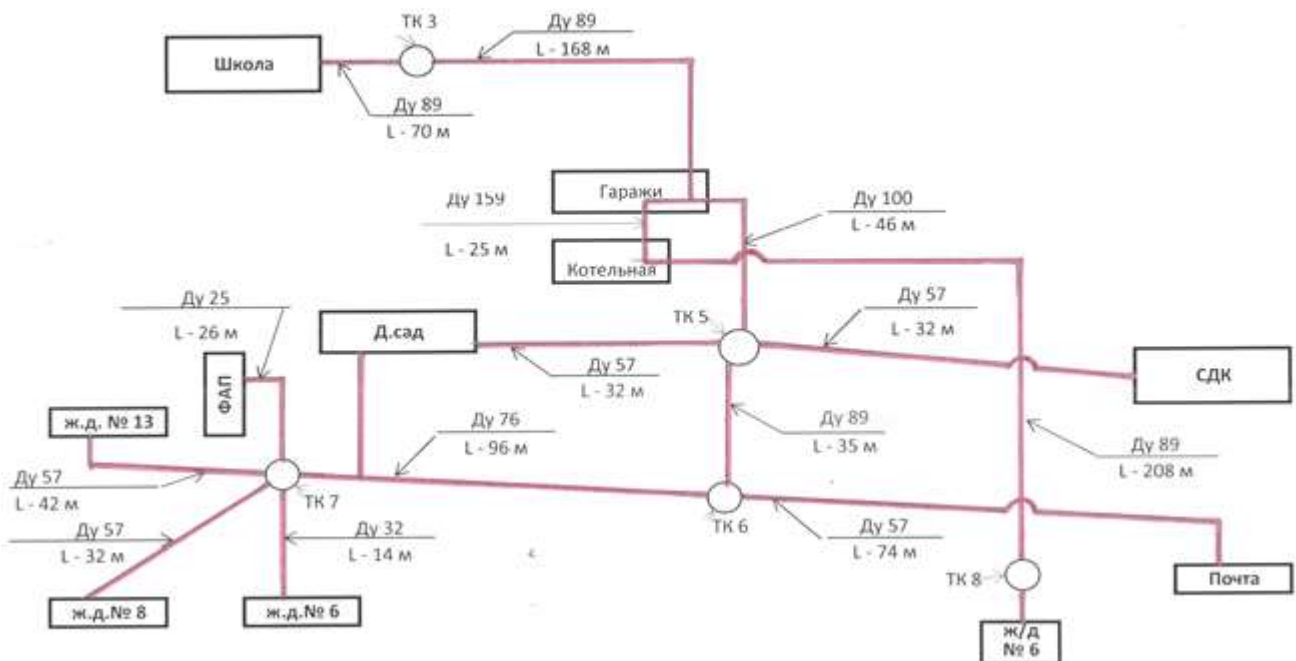


Рисунок 11. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной № 10 п. Горняк

Схема тепловой сети д.Вишур

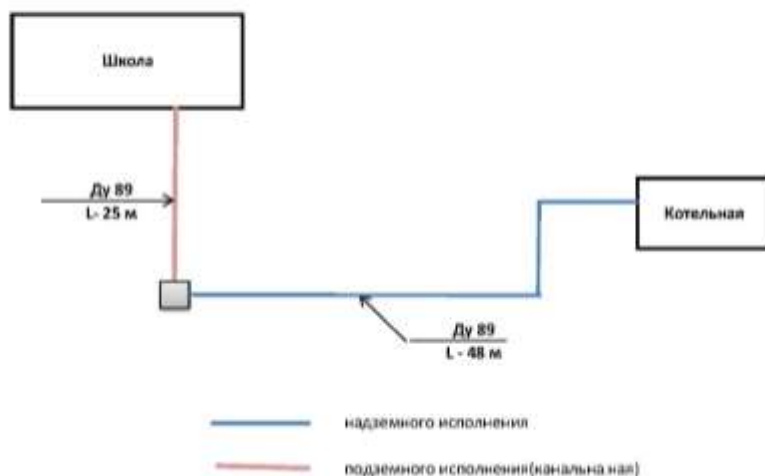


Рисунок 12. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной д. Н. Вишур

Схема тепловой сети д.Ст.Березняк

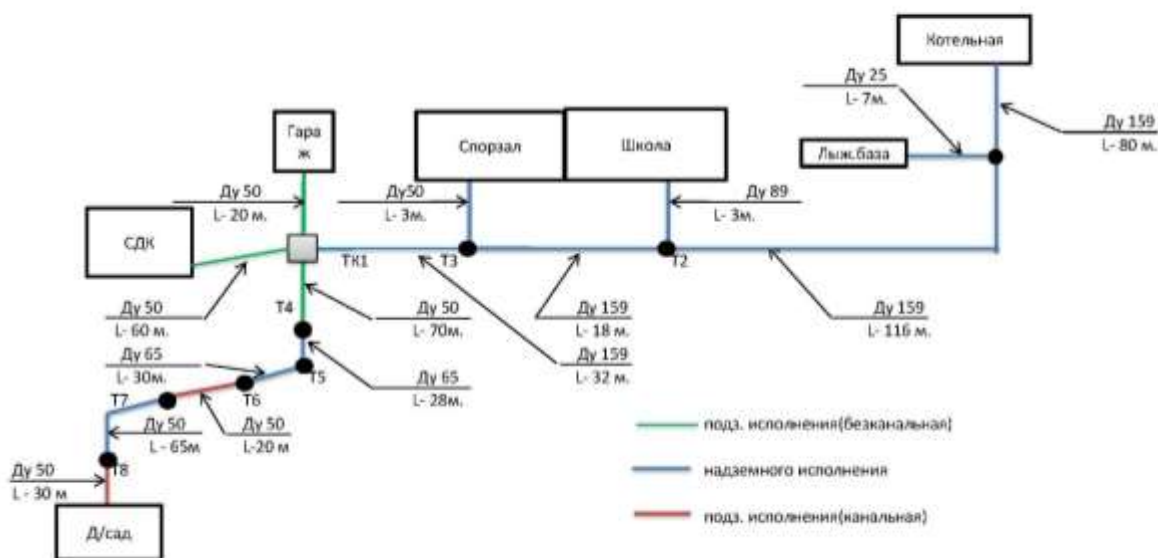


Рисунок 13. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной д. Ст. Березняк

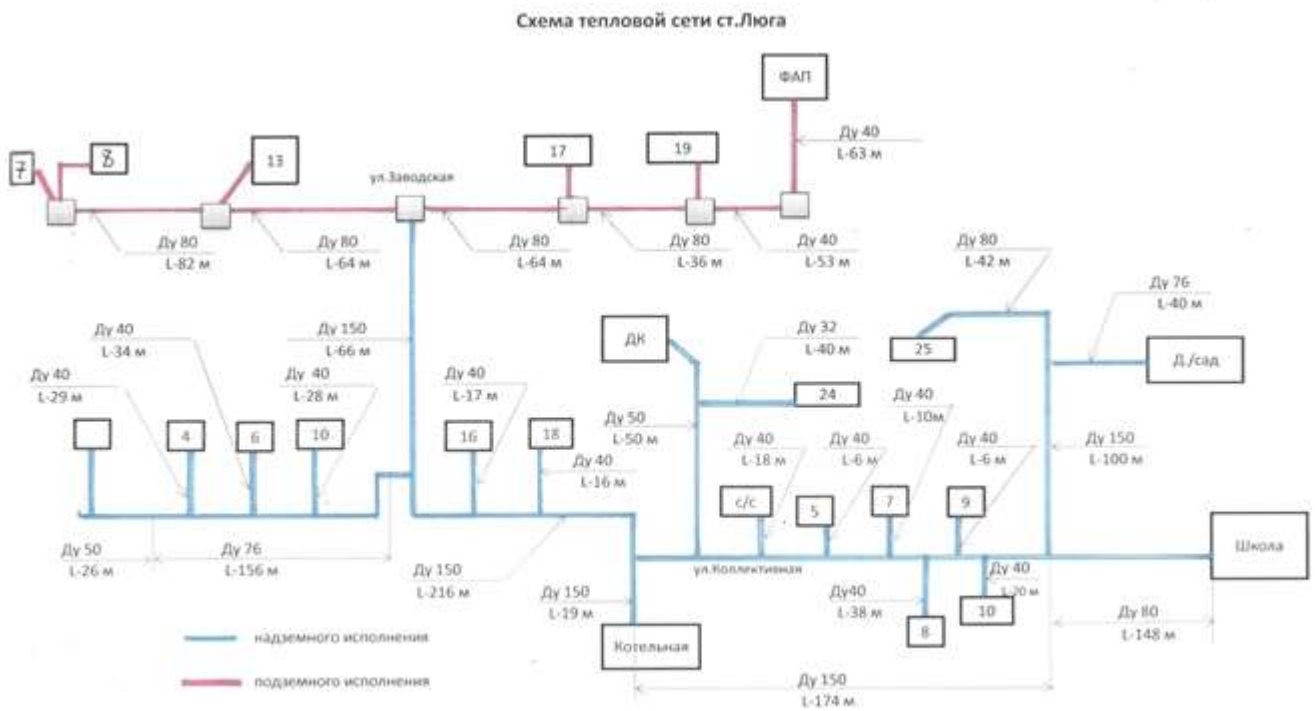


Рисунок 14. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной № 12 ст. Люга

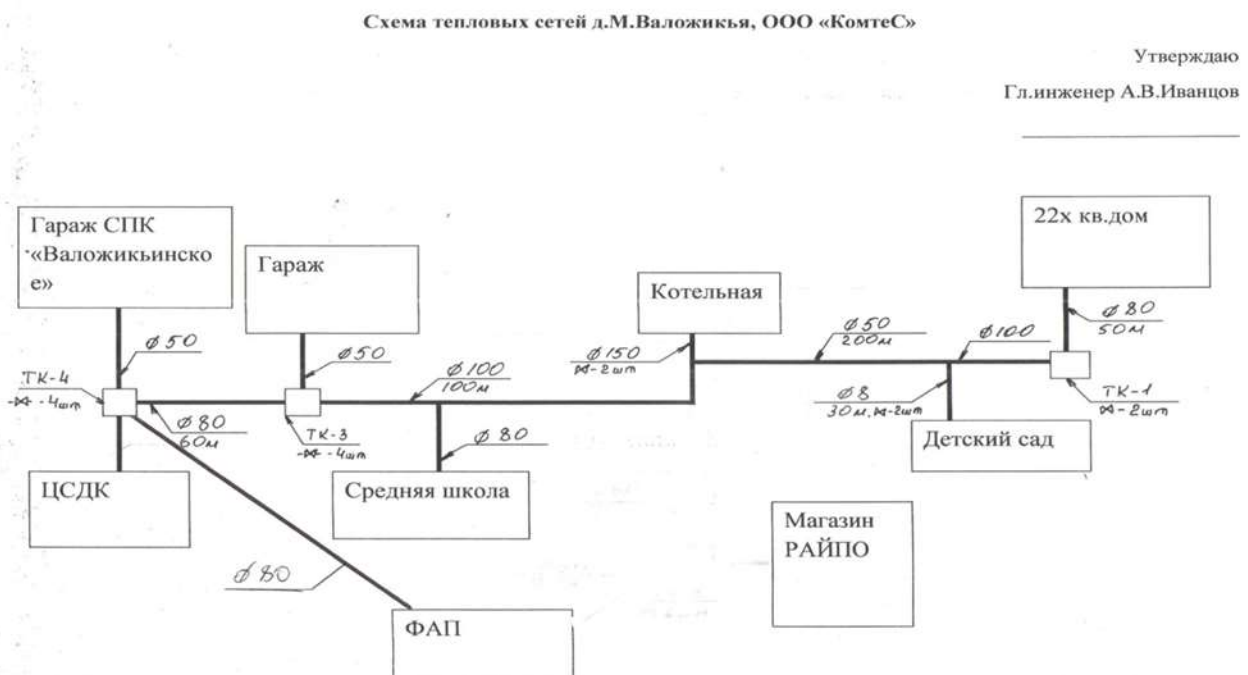


Рисунок 15. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной № 6 д. М.Валожикья

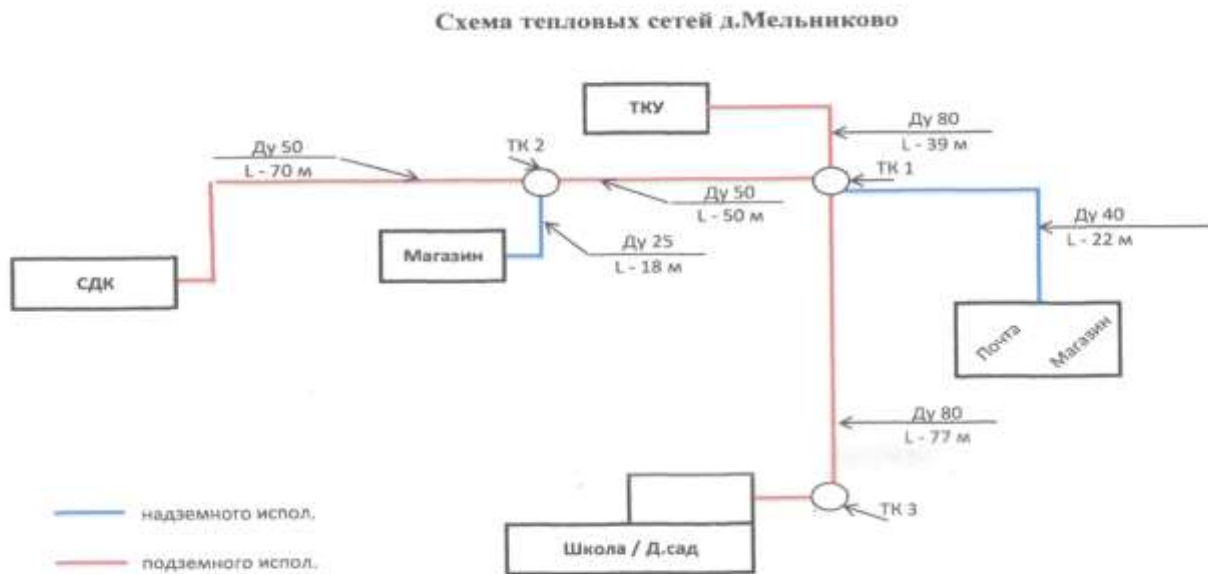


Рисунок 16. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной д. Мельниково

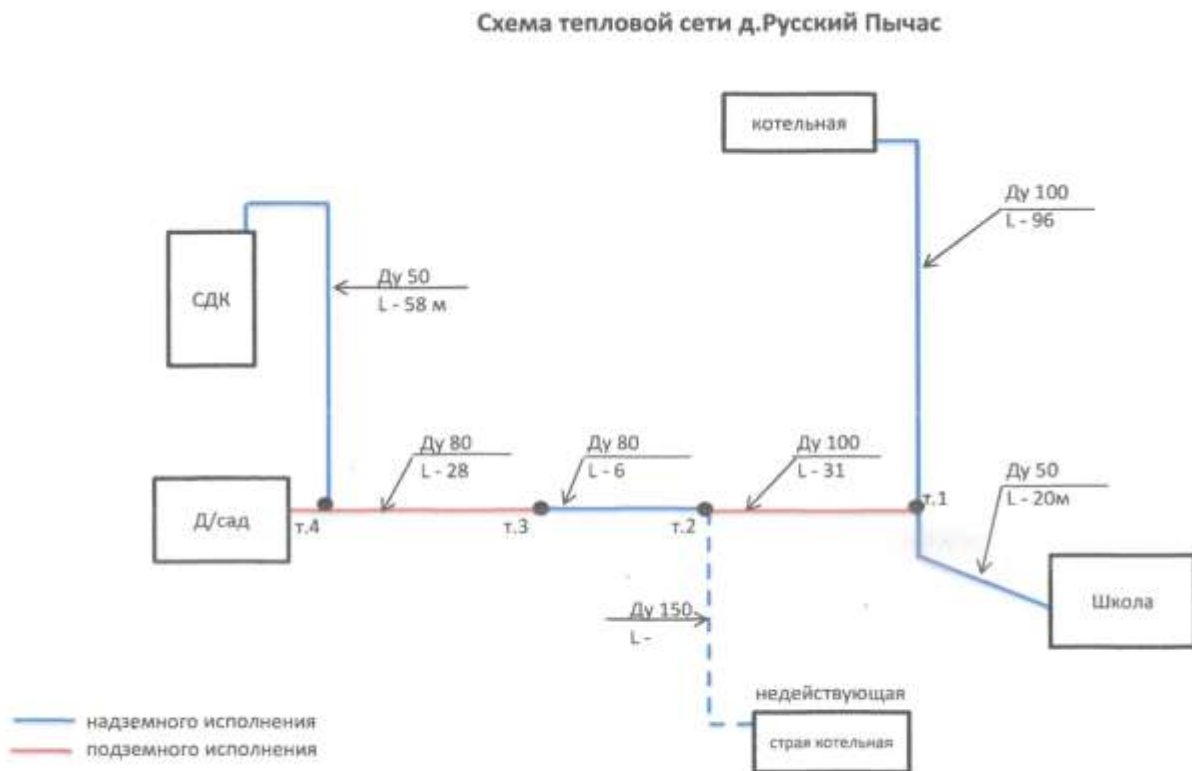


Рисунок 17. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной д. Русский Пычас

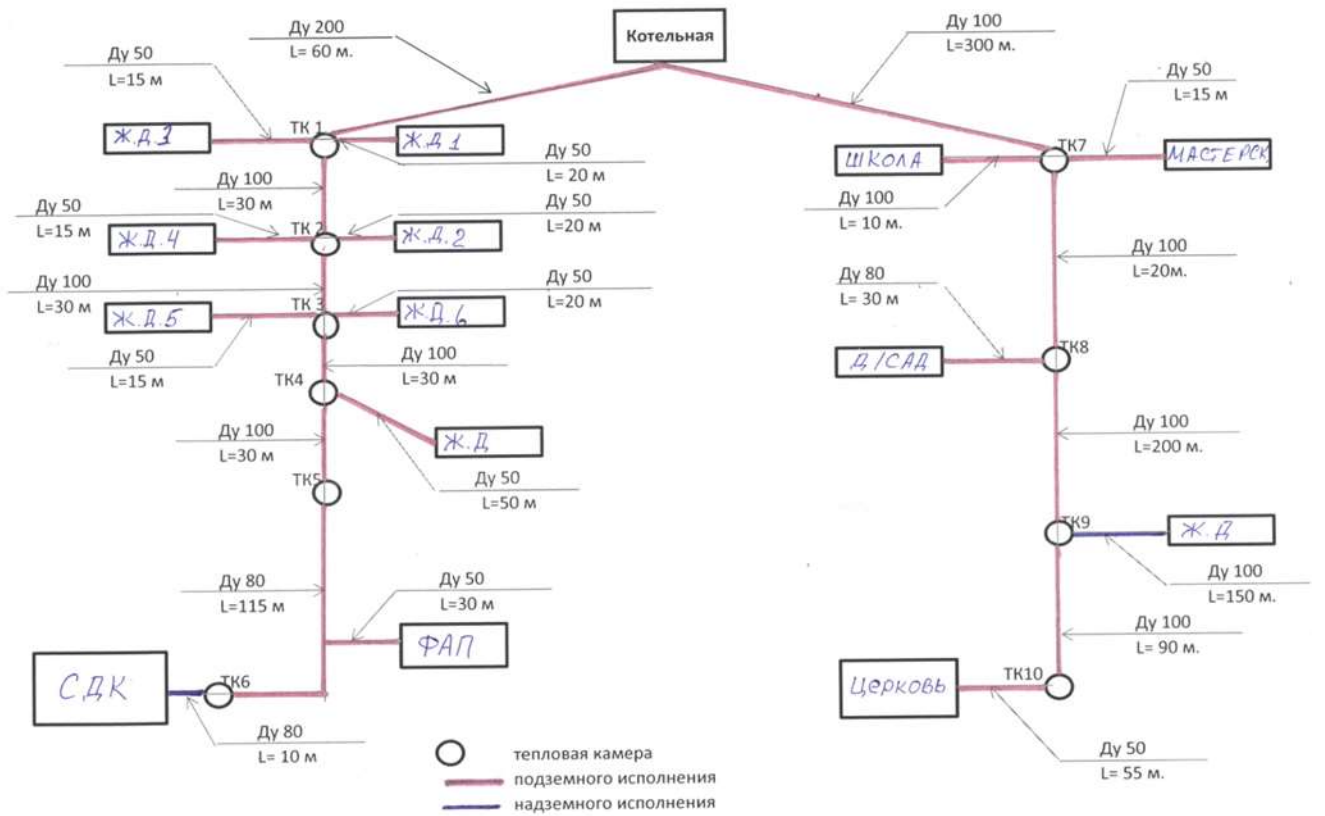


Рисунок 18. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной № 5 с.Можга

Схема тепловых сетей д.Нынек, ООО «КомтеС»

Утверждаю
Гл.инженер А.В.Иванцов

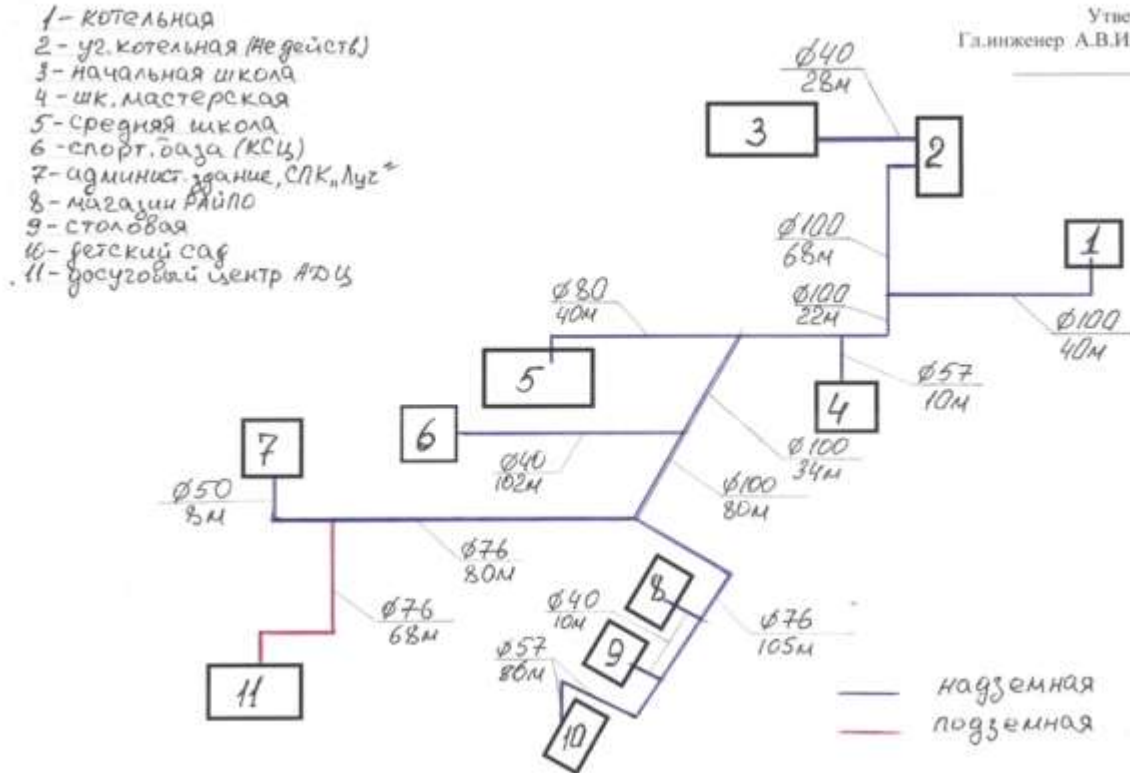


Рисунок 19. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной № 10 д. Нынек

Схема тепловой сети д.Ныша

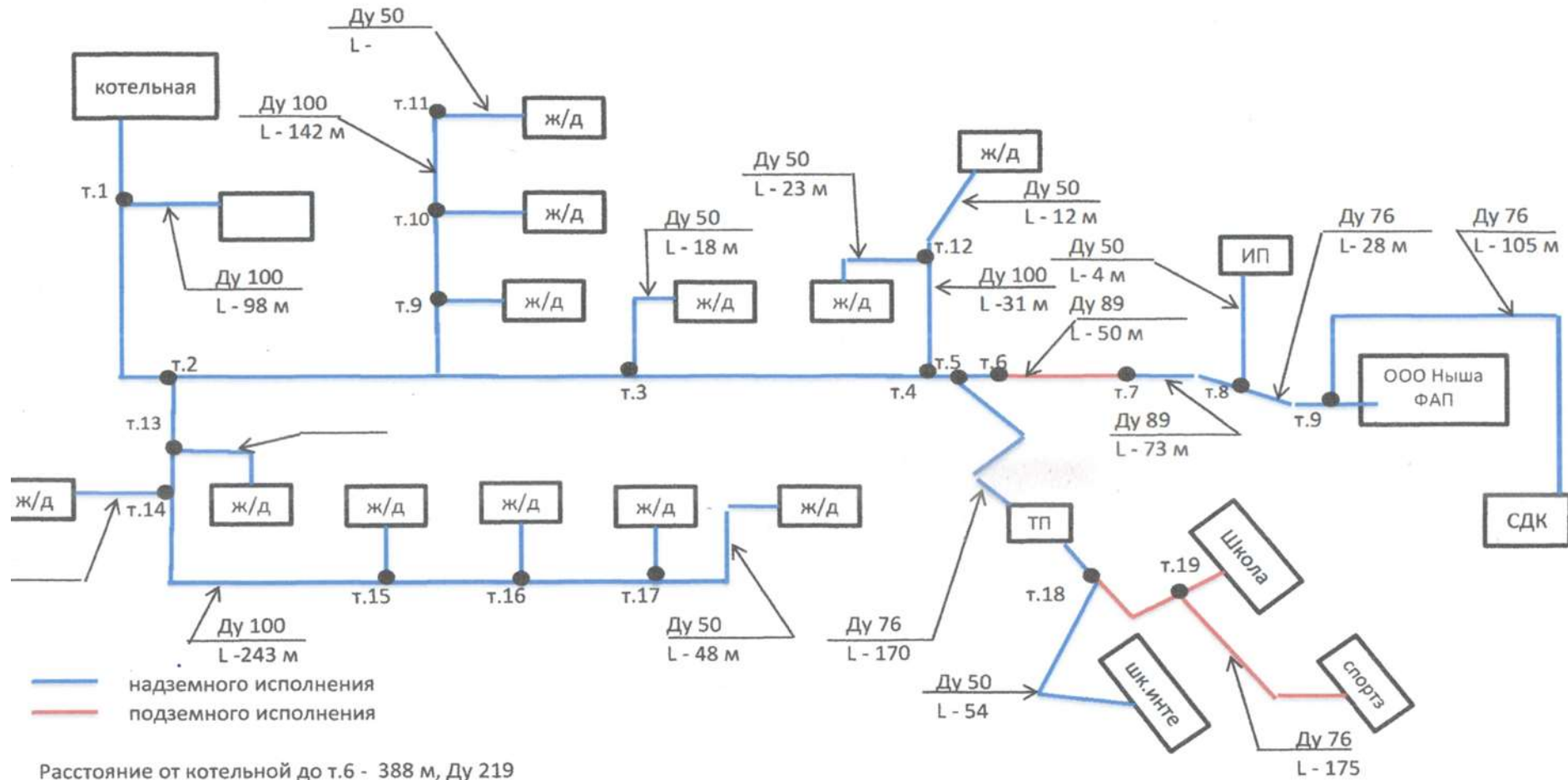


Рисунок 20. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной д. Ныша

Схема тепловой сети д.Комяк

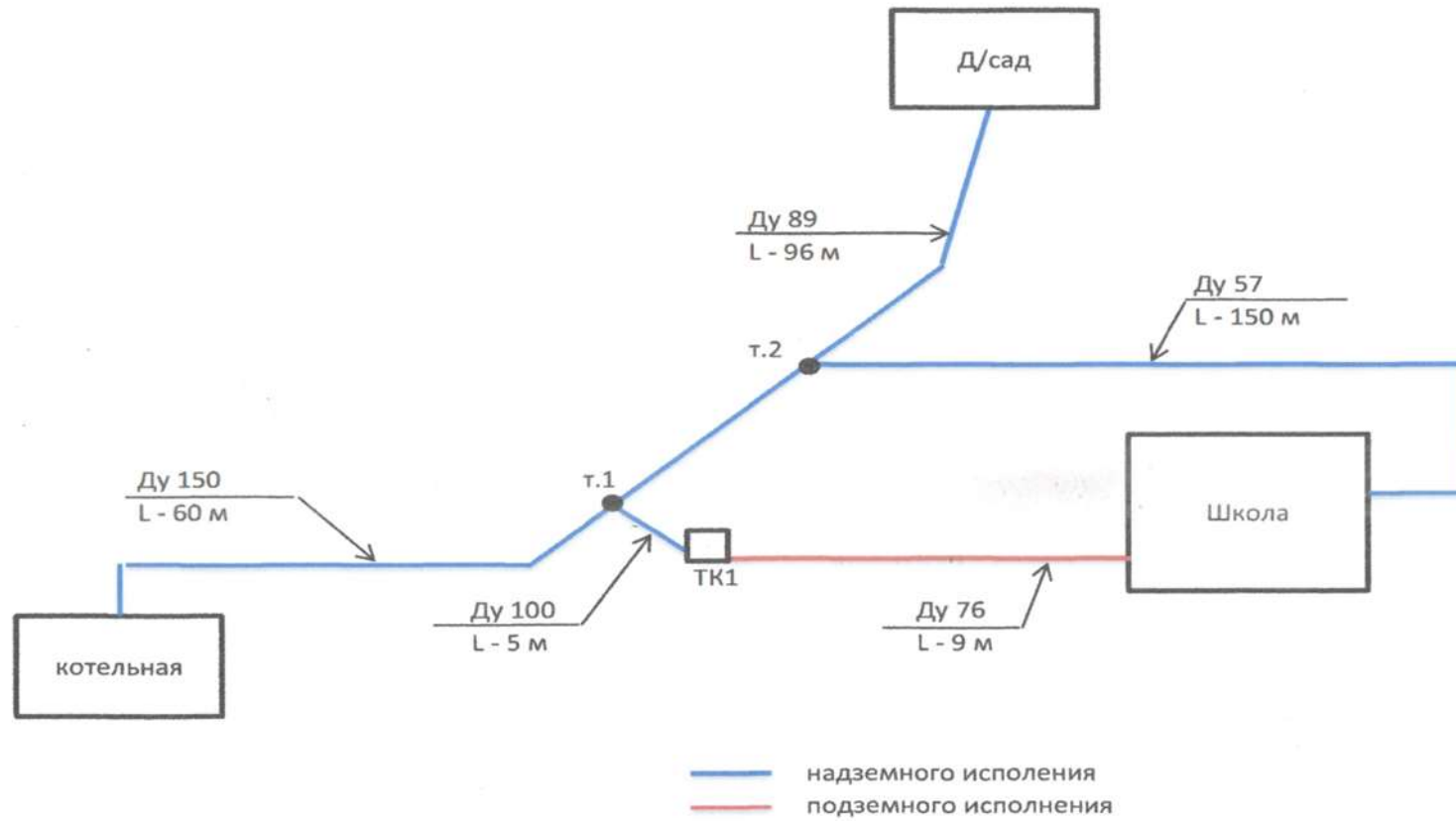


Рисунок 21. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной д.Комяк

Схема тепловых сетей д.Пазял, ООО «КомтеС»

УТВЕРЖДАЮ:

Гл. инженер А.В.Иванцов

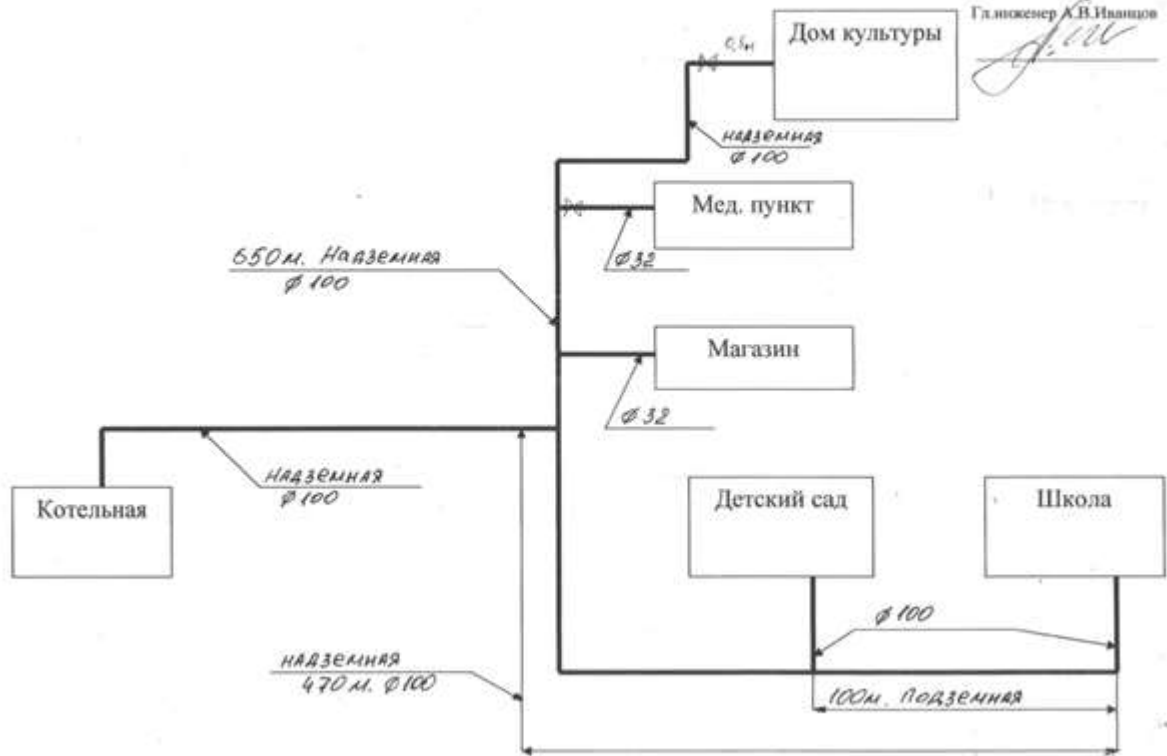


Рисунок 22. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной № 4 д. Пазял

Схема тепловой сети с.Пычас

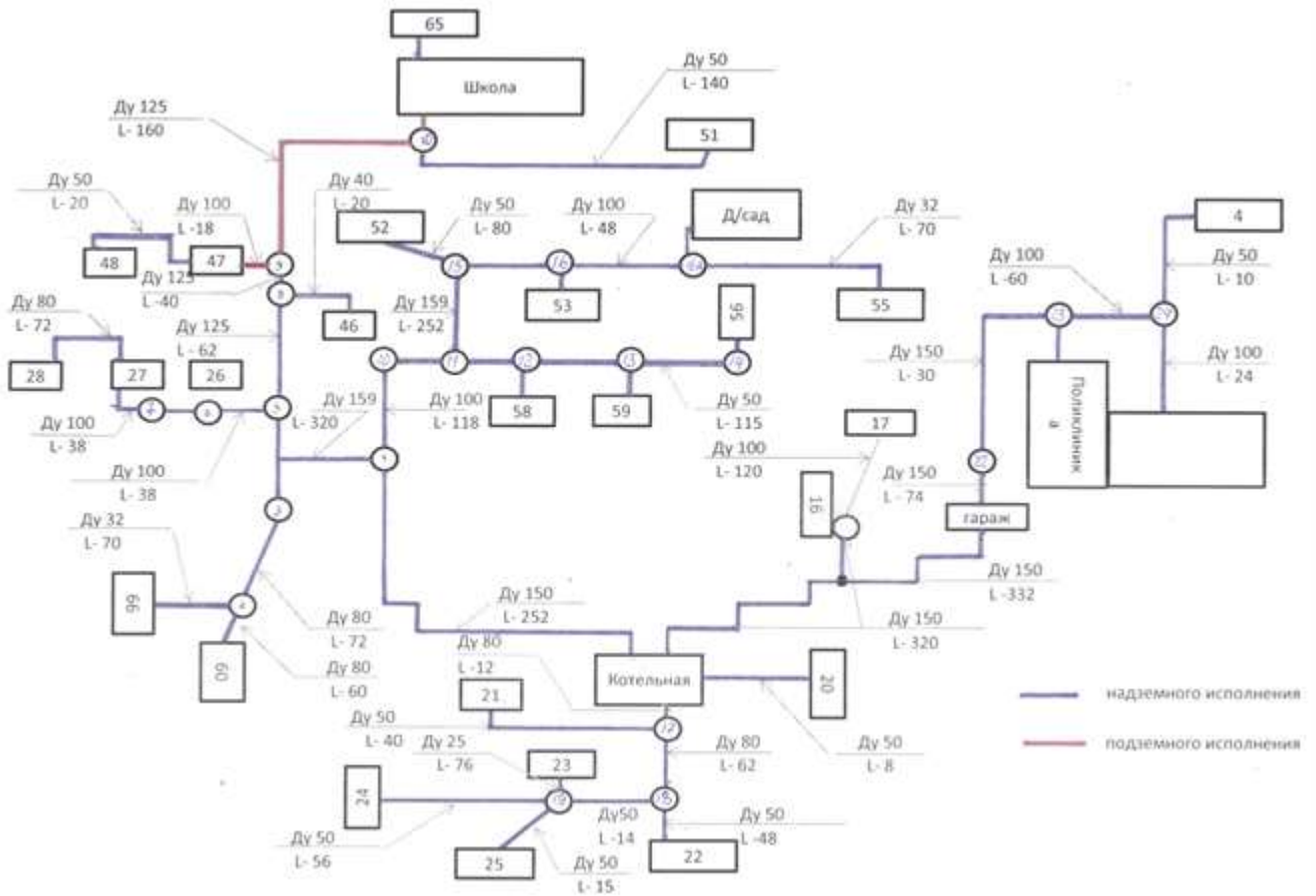


Рисунок 23. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной № 1 с. Пычас

Схема тепловой сети д.Старые Какси

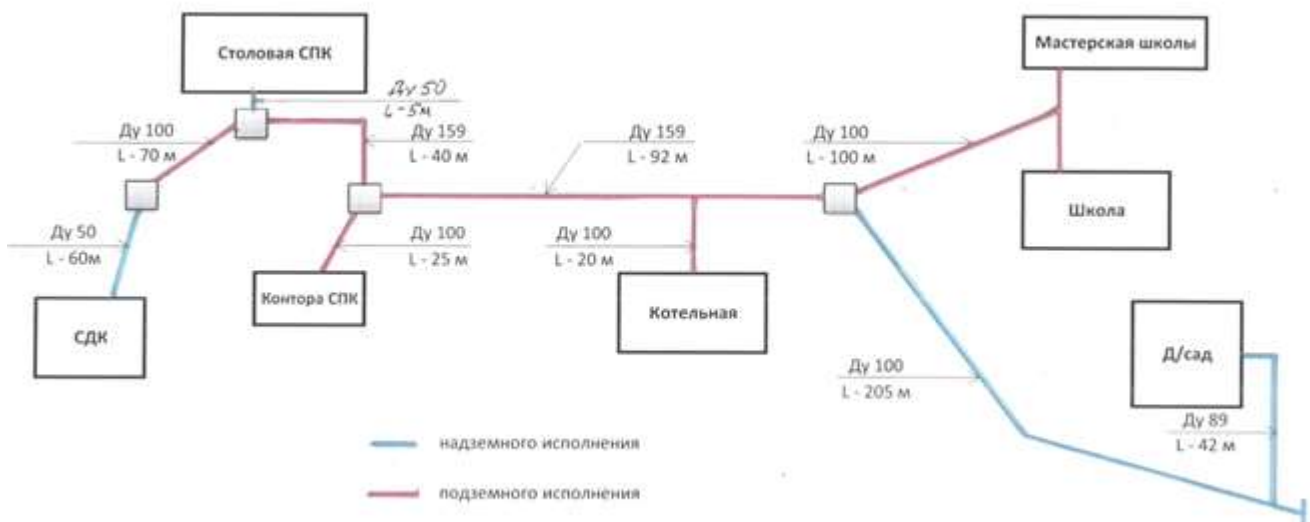


Рисунок 24. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной № 8 д.Старые Какси

Схема тепловой сети д.Новый Русский Сюгаил

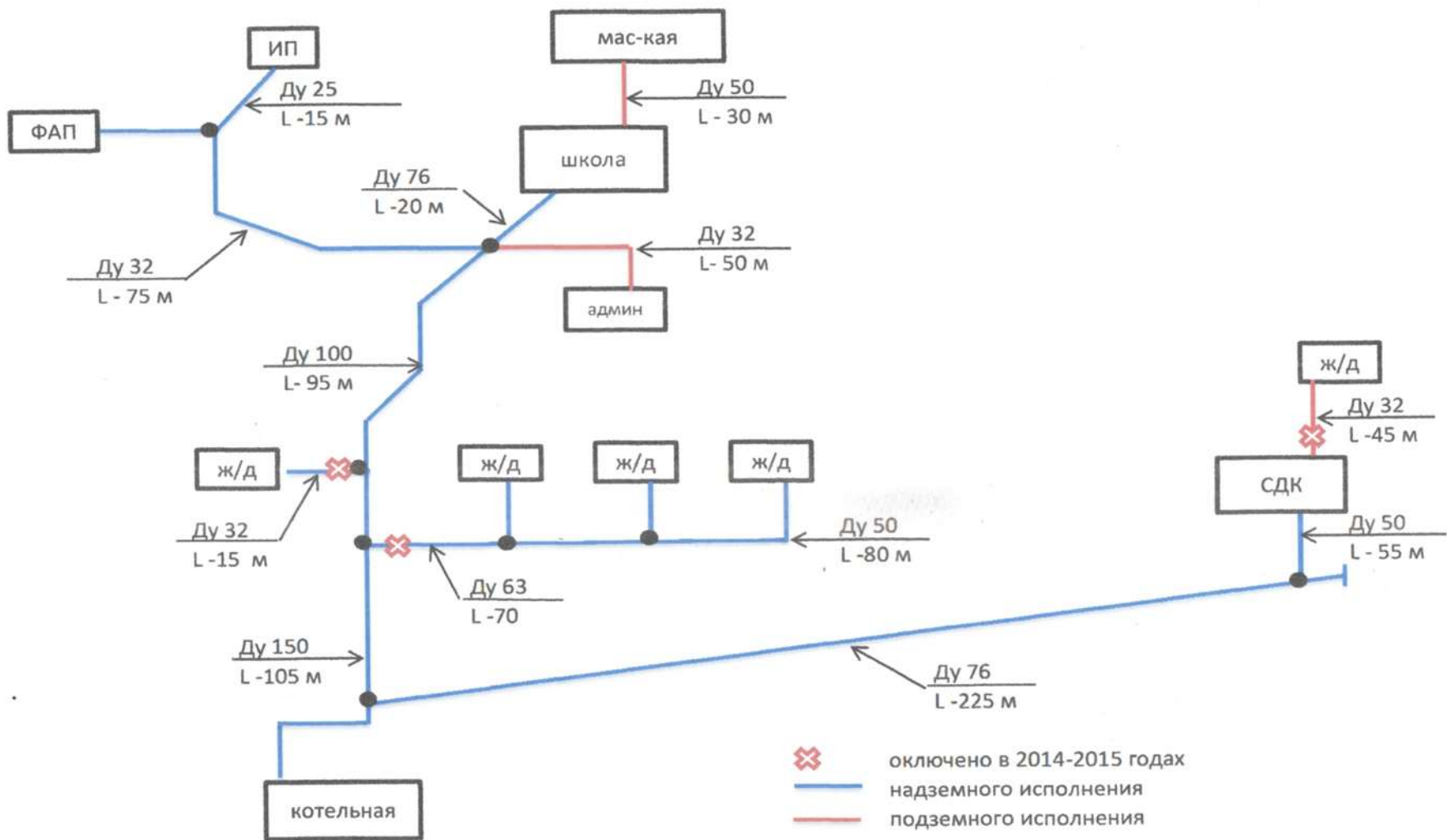


Рисунок 25. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной д.Новый Русский Сюгаил

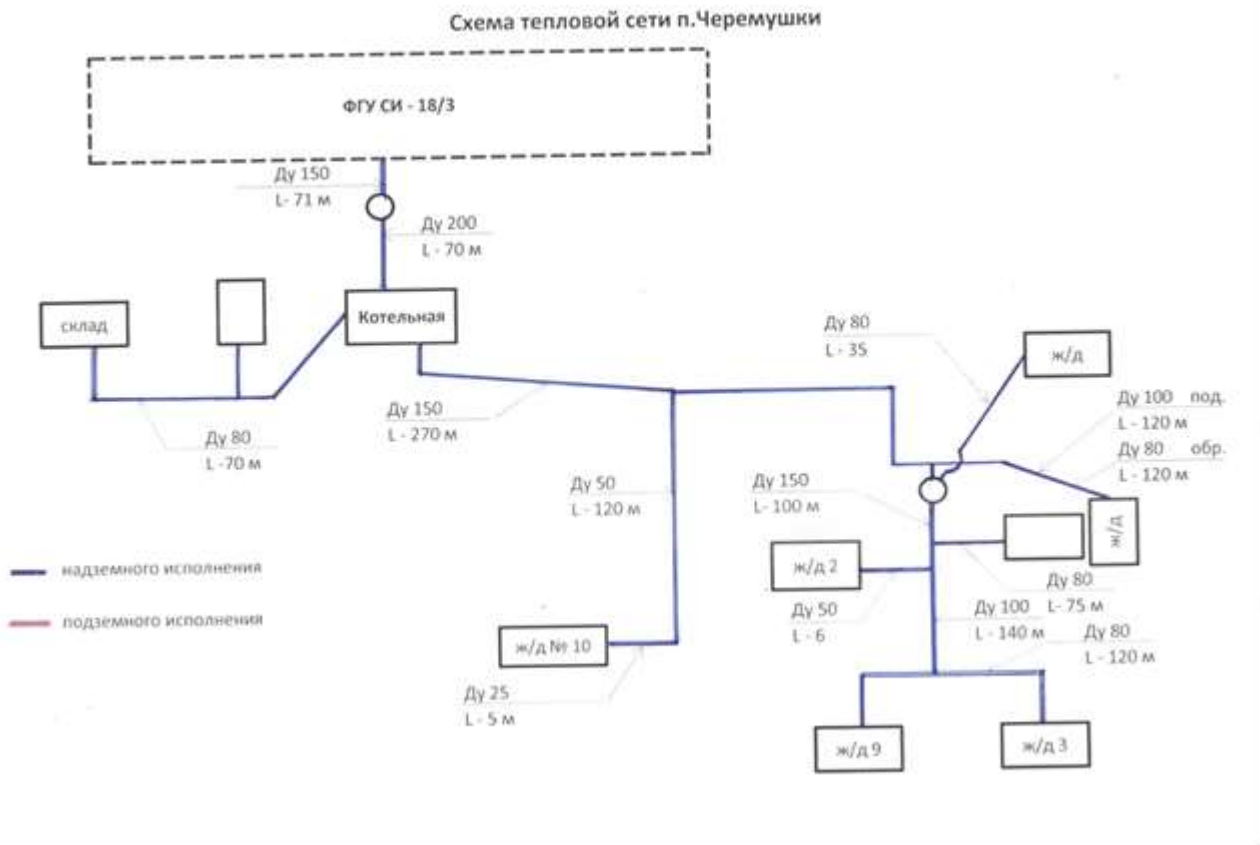


Рисунок 26. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной № 2 с.Черемушки

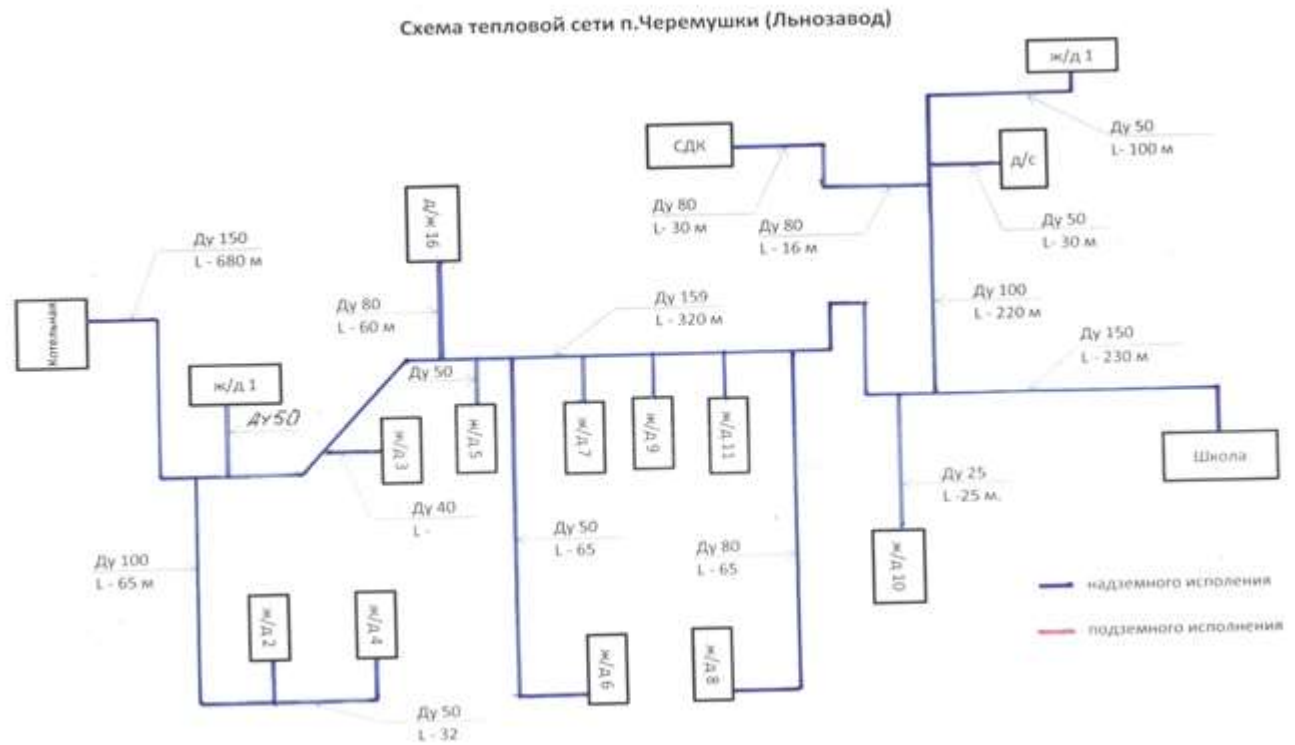


Рисунок 27. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной № 3 с.Черемушки

Схема тепловой сети п.Керамик

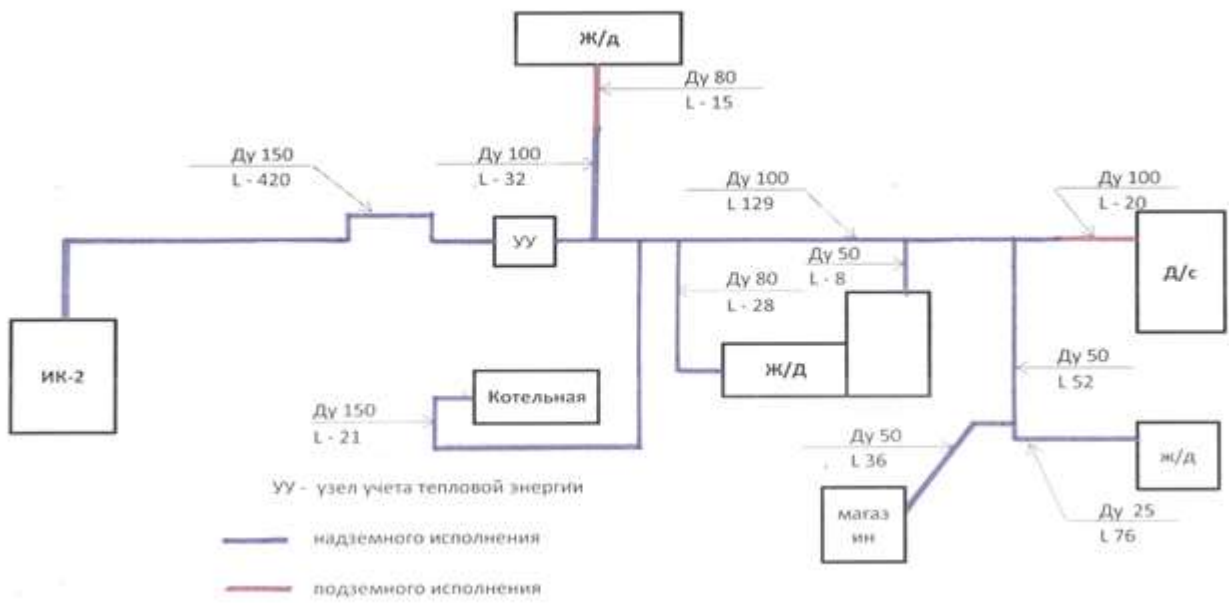


Рисунок 28. Принципиальная схема зоны действия производственной котельной № 13 п.Керамик

Муниципальное образование «Александровское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Александровское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Александровское» составляет 16700 м². Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Большекибьинское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Большекибьинское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

После объединения муниципальных образований «Большекибьинское» и «Верхнеюринское» генеральный план нового МО «Большекибьинское» разработан не был, поэтому прогноз приростов площади строительных фондов основывается на данных, представленных администрацией МО «Можгинский район».

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Большекибьинское» составляет 42 200 м². Согласно данным, предоставленным администрацией МО «Можгинский район», в 2023 году выдано 10 разрешений на строительство, в т.ч.:

- д. Большая Кибья – 1;
- д. Верхние Юри – 4;
- д. Пойкино – 1;
- д. Карашур – 1;
- д. Новотроицк – 1;
- д. Атабаево – 2.

Все планируемые к строительству объекты относятся к индивидуальному жилищному строительству. Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Большепудгинское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Большепудгинское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

После объединения муниципальных образований «Большепудгинское» и «Люгинское» генеральный план нового МО «Большепудгинское» разработан не был, поэтому прогноз

приростов площади строительных фондов основывается на данных, представленных администрацией МО «Можгинский район».

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Большекибьинское» составляла 42 200 м². Основной тип новой застройки предполагается индивидуальными жилыми домами. Теплоснабжение объектов индивидуального жилищного строительства будет осуществляться от автономных теплоисточников (на газовом и печном топливе). Согласно реестру о планируемом строительстве жилых зданий в МО «Большепудгинское» планируется ввод 820 м² жилых площадей, из них 69,3% в д. Б.Пудга, а 30,7% в д. Малая Сюга.

В 2018 году было выдано 11 разрешений на строительство ИЖС, данные по площадям разработчику не предоставлены.

- с. Большая Пудга - 7;
- д. Малая Сюга - 4. д

Необходимо отметить, что согласно реестру разрешений на строительство в 2022-2023 гг. было построено несколько объектов нежилого фонда (см. табл. 1.2), разрешительная документация по юридическим лицам на 2019-2029 гг. разработчику не предоставлена.

Строительство объектов с подключением к централизованным системам теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Большесибинское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Большесибинское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Большесибинское» составляет 14402 м². Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Большеучинское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Большеучинское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Большеучинское» составляет 55142 м². Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Верхнеюринское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам

территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Верхнеюринское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Верхнеюринское» составляет 14886 м2. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Горнякское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Горнякское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Горнякское» составляет 24900 м2. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Кватчинское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Кватчинское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Кватчинское» составляет 47500 м2. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Люгинское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Люгинское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Люгинское» составляет 17030 м2. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Маловоложикьинское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Маловоложикьинское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Маловоложикьинское» составляет 12500 м². Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Можгинское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 №154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Можгинское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Можгинское» составляет 19900 м². Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Нынекское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Нынекское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Нынекское» составляет 18098 м². Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Нышенское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Нышенское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Нышенское» составляет 36100 м². Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Пазяльское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Пазяльское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Пазяльское» составляет 18100 м2. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Пычасское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Пычасское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Пычасское» составляет 74900 м2. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Старокаксинское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Старокаксинское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Старокаксинское» составляет 17300 м2. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Старокаксинское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Старокаксинское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Старокаксинское» составляет 17300 м2. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Сюгаильское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Сюгаильское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Сюгаильское» составляет 43200 м2. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

Муниципальное образование «Черемушкинское»:

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии. Для МО «Черемушкинское» каждая зона действия источников теплоснабжения принята за 1 расчетный элемент.

На конец 2023 года площадь жилищного фонда МО «Черемушкинское» составляет 36510 м2. Сведений о выданных разрешениях на строительство в 2023 году не предоставлено.

Информация по прогнозным площадям строительных фондов отсутствует. Теплоснабжение новых объектов будет осуществляться от индивидуальных источников, их подключение к системам централизованного теплоснабжения не ожидается.

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

Муниципальное образование «Александровское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Александровское» представлено в таблицах 3 и 4.

Таблица 3. Описание котельной с. Александрово

Показатели	Значения
Котельная, центральная с.Александрово	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо –дрова Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none">• Водяной котел № 1 – Премьер-0,2 (рег. номер 5; 2014 г.);

	<ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 2 – Классик-0,4 (рег. номер 8 -1995 г.); • Водяной котел № 3 – КВ-Т-0,4 Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 100-200/220 – 2 шт; Рециркуляционный насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-160/22 – 2 шт; Подпиточный насосы <ul style="list-style-type: none"> • К 30/40 – 2 шт. Водоподготовка – «Комплексон-6» <ul style="list-style-type: none"> • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность котельного оборудования 0,52 Гкал/ч (0,603 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,52 Гкал/ч (0,603 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 34,9 Гкал/год (по прогнозным данным на 2014 г.). Тепловая мощность нетто 0,504 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 1995 г.; 2014 г. – установка нового котла
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 2685,31 Гкал
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки ИРВИС-К-300
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Таблица 4. Описание котельной д.Старые Юбери

Показатели	Значения
Котельная, центральная Д. Старые Юбери	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – нет Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 1 – КСГ - 100 (рег. номер - 841, 2004 г.); • Водяной котел № 2 – КСГ - 100 (рег. номер 842, 2004 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • К-50-32-125 – 2 шт; Водоподготовка – магнитная
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,17 Гкал/ч (0,197 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничений тепловой мощности нет. Располагаемая тепловая мощность 0,17 Гкал/ч (0,197 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 27,17 Гкал/год (по прогнозным данным на 2014 г.). Тепловая мощность нетто 0,165 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 2004 г.;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 879,12 Гкал
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки Гобой 1
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Большекибьинское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Большекибьинское» представлено в таблице 5.

Таблица 5. Описание котельной с.Большая Кибья

Показатели	Значения
Котельная, центральная с. Большая Кибья	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – нет Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 1 – ИШМА-100 (рег. номер – б/н, 2014 г.); • Водяной котел № 2 – ИШМА-100 (рег. номер – б/н, 2014 г.); • Водяной котел № 3 – ИШМА-100 (рег. номер – б/н, 2014 г.); • Водяной котел № 4 – ИШМА-100 (рег. номер – б/н, 2014 г.); • Водяной котел № 5 – ИШМА-100 (рег. номер – б/н, 2014 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 100-200/220 – 2 шт; Рециркуляционные насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-160/22 – 2 шт; Подпиточные насосы <ul style="list-style-type: none"> • К 30/40 – 2 шт. Водоподготовка – «Комплексон-НТ» <ul style="list-style-type: none"> • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,399 Гкал/ч (0,463 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,399 Гкал/ч (0,463 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 12,244 Гкал/год Тепловая мощность нетто 0,397 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 1995 г.; 2014 г. – установка нового котла
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует

ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 2061,936 Гкал
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки RVG 16
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Большепудгинское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Большепудгинское» представлено в таблице 6.

Таблица 6. Описание котельной

Показатели	Значения
Котельная № 5 д. Малая Сюга, территория школы	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – дрова Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел №1 – КВа- 1,0Гс (рег. номер 601 - 2012 г.); • Водяной котел № 2 – Е 1/9 Г (рег. номер 16326 -1996 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 65-160/75 – 2 шт; Подпиточный насосы <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-125/11 – 2 шт. Водоподготовка – «Комплексон»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 1,72 Гкал/ч (1,99 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения по тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 1,72 Гкал/ч (1,99 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 40,901 Гкал/год Тепловая мощность нетто 1,712 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов,	Год ввода в эксплуатацию 1996 г.; 1996 г. – Строительство газового модуля.

год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 5660,0 Гкал
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки ВРСГ, Ду 50
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.
Котельная № 7 с. Большая Пудга, территория школы	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – нет Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел №1 – КВГ- 160 (рег. номер 78 – 2005 г.); • Водяной котел № 2 – КВГ – 160 (рег. номер 79 -2005 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • Wilo iL 50/170-7,5/2 – 2 шт; Рециркуляционные насосы: <ul style="list-style-type: none"> • GRUNDFOS UPS 50-120/1 – 2 шт; Подпиточные насосы <ul style="list-style-type: none"> • GRUNDFOS CHI 2-10/1 – 2 шт. Водоподготовка – «Комплексон»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,28 Гкал/ч (0,32 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения по тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,28 Гкал/ч (0,32 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 8,085 Гкал/год Тепловая мощность нетто 0,279 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов,	Год ввода в эксплуатацию 2005 г.; 2005 г. – Строительство газового модуля.

год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 1483,7 Гкал
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки RVG-G25 с корректором СПГ-761
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Большесибинское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Большесибинское» представлено в таблице 7.

Таблица 7. Описание котельной д. Б. Сибы

Показатели	Значения
Котельная, центральная д. Б. Сибы	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – нет Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 1 – RS-A -100 (рег. номер - б/н, 2014 г.); • Водяной котел № 2 – RS-A-100 (рег. номер 20281-1995 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 100-200/220 – 2 шт; Рециркуляционные насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-160/22 – 2 шт; Подпиточные насосы <ul style="list-style-type: none"> • К 30/40 – 2 шт. Водоподготовка – «Hydro Tech SCF» <ul style="list-style-type: none"> • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,17 Гкал/ч (0,19 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,17 Гкал/ч (0,19 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 11,15 Гкал/год Тепловая мощность нетто 0,168 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Сведения о сроках ввода в эксплуатацию отсутствуют.
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 895,1 Гкал

и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки Гобой 1
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Большеучинское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Большеучинское» представлено в таблице 8.

Таблица 8. Описание котельных с.Большая Уча

Показатели	Значения
Котельная № 1, центральная с.Большая Уча, ул. Садовая, д.4	
а) структура основного оборудования;	<p>Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо –дрова</p> <p>Котлоагрегаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел №1 – КВа-1,25Гс (рег. номер 602-2012 г.); • Водяной котел № 2 – КВа-1,25Гс (рег. номер 603-2012 г.); • Водяной котел № 2 – КВа-1,25Гс (рег. номер 604-2012 г.); <p>Сетевые насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • FCE 100-200/220 – 2 шт; <p>Рециркуляционные насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-160/22 – 2 шт; <p>Подпиточные насосы</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1SV05F3,7T – 2 шт. <p>Водоподготовка – «Bewamat 50 SE/WZ» натрийкатионитовая установка «Bewamat 50 SE/WZ»– 1 шт.;</p>
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 3,23 Гкал/ч (3,75МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Оганизчения по тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 3,23 Гкал/ч (3,75 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 102,69 Гкал/год Тепловая мощность нетто 3,211 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов,	Год ввода в эксплуатацию 2012г.; 2012 г. – Строительство газового модуля.

год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Сведения отсутствуют.
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки ИРВИС-РС4-Ультра (Ду 50 мм)
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.
Котельная № 2, школа – интернат с. Большая Уча, ул. Гагарина, д. 25	
а) структура основного оборудования;	<p>Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – нет</p> <p>Котлоагрегаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел №1 – КВГ-400 (рег. номер 79-2003 г.); • Водяной котел № 2 – КВГ-400 (рег. номер 80-2003 г.); • Водяной котел № 3 – КС-Г-63 (рег. номер 328-2003 г.); • Водяной котел № 4 – КС-Г-63 (рег. номер 329-2003 г.); <p>Сетевые насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • FCE 100-200/220 – 2 шт; <p>Рециркуляционные насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-160/22 – 2 шт; <p>Подпиточные насосы</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1SV05F3,7T – 2 шт. <p>Водоподготовка – «Комплексон - НТ»</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ультразвуковая импульсная установка - 1 шт.; • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,688 Гкал/ч (0,798 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения по тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,688 Гкал/ч (0,798 МВт);

г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 26,32 Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,683 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 2003г.
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный, выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 3538 Гкал (прогноз 2014 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки RG – G (Ду 50 мм)
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.
Котельная № 3, д. Ломеслуд, ул. Молодежная, д. 25	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – нет Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел №1 – КВГ-250 (рег. номер 73 -2003 г.); • Водяной котел № 2 – КВГ-250 (рег. номер 74-2003 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 100-200/220 – 2 шт; Рециркуляционные насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-160/22 – 2 шт; Подпиточные насосы <ul style="list-style-type: none"> • 1SV05F3,7T – 2 шт. Водоподготовка – «Комплексон - Н» <ul style="list-style-type: none"> • Ультразвуковая импульсная установка - 1 шт.; • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного	Установленная тепловая мощность 0,431 Гкал/ч (0,499 МВт)

оборудования и теплофикационной установки;	
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения по тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,431 Гкал/ч (0,499 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 11,48 Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,429 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 2003г.; 2003 г. – реконструкция мазутной котельной с переводом на газ.
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный, выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 2227 Гкал
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки RG-G (Ду 50 мм)
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Маловоложикьинское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Маловоложикьинское» представлено в таблице 9.

Таблица 9. Описание котельной с. М. Воложикья

Показатели	Значения
Котельная с. М. Воложикья, центральная площадь	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – дрова Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел №1 – КВа-0,4Гс (рег. номер - 2008г.); • Водяной котел № 2 – КВа-0,4 Гс (рег. номер - 2008 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 65-160/75 – 2 шт; Подпиточные насосы <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-125/11 – 2 шт. Водоподготовка – «Комплексон»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,689 Гкал/ч (0,8 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения по тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,689 Гкал/ч (0,8 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 42,62 Гкал/год. Тепловая мощность нетто 0,681 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 2008г.; 2008 г. – строительство модуля
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 1346,39 Гкал
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки RVG-G-16

к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Горнякское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Горнякское» представлено в таблице 10.

Таблица 10. Описание котельной с.Горняк

Показатели	Значения
Котельная, центральная с. Горняк	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо –дрова Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 1 – КВаГ-0,4 (2013 г.); • Водяной котел № 2 – КВаГ-0,4 (2013 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-160/22 – 2 шт; Рециркуляционные насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-160/15 – 2 шт; Водоподготовка – «Hydro Tech SCF» <ul style="list-style-type: none"> • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,65 Гкал/ч (0,8 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,65 Гкал/ч (0,8 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 111,9 Гкал/год Тепловая мощность нетто 0,669 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 2013 г.;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям

з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 1824,29 Гкал (прогноз 2014 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки ИРВИС-РС4 - Ультра
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Кватчинское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Кватчинское» представлено в таблицах 11-12.

Таблица 11. Описание котельной д. Ст. Березняк

Показатели	Значения
Котельная, центральная д. Старый Березняк	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо –дрова Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 1 – RS-A400 (рег. номер - 4027, 2014 г.); • Водяной котел № 2 – RS-A400 (рег. номер 4028-2014 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 50-160/40P – 2 шт; Подпиточные насосы <ul style="list-style-type: none"> • К 30/40 – 2 шт. Водоподготовка – Импульс-2 <ul style="list-style-type: none"> • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,689 Гкал/ч (0,8 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,689 Гкал/ч (0,8 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 20,43 Гкал/год (по прогнозным данным на 2019 г.). Тепловая мощность нетто 0,685 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 2014 г.; 2014 г. – установка нового котла
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует

(если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 854,7 Гкал (прогноз 2019 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки ИРВИС
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Таблица 12. Описание котельной д.Н.Вишур

Показатели	Значения
Котельная, центральная д. Нижний Вишур	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – дрова Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 1 – RS-A100 (рег. номер – 6500, 2014 г.); • Водяной котел № 2 – RS-A100 (рег. номер 6502, 2014 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-160/22 А – 2 шт; Подпиточные насосы <ul style="list-style-type: none"> • SM7IRB 14/340 – 2 шт. Водоподготовка – Импульс-2 <ul style="list-style-type: none"> • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,206 Гкал/ч (0,240 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,206 Гкал/ч (0,240 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 9,29 Гкал/год (по прогнозным данным на 2019 г.). Тепловая мощность нетто 0,204 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов,	Год ввода в эксплуатацию 2014 г.;

год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 388,63 Гкал (прогноз 2019 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки ВК-G25
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Люгинское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Люгинское» представлено в таблице 13.

Таблица 13. Описание котельной № 12 ст.Люга

Показатели	Значения
Котельная № 12 Ст. Люга, ул. Коллективная, 1.	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – нет Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел №1 – КВа – 0,63 (рег. номер 01-2010 г.); • Водяной котел № 2 – КВа -0,63 (рег. номер 06-2010 г.); • Водяной котел № 3 – КВа -0,63 (рег. номер 06-2010 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 100-200/220 – 2 шт; Подпиточные насосы <ul style="list-style-type: none"> • FCE 50-160/40 – 2 шт. Водоподготовка – «Комплексон»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 1,63 Гкал/ч (1,89 МВт)

в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 1,63 Гкал/ч (1,89 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 59,95 Гкал/год (по прогнозным данным на 2014 г.). Тепловая мощность нетто 1,461 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 2010 г.; 2010 г. – Строительство газового модуля.
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 8370,93 Гкал (прогноз 2014 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки ИРВИС – РС 4
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Мельниковское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Мельниковское» представлено в таблицах 14-15.

Таблица 14. Описание котельной д.Мельниково

Показатели	Значения
Котельная, центральная д.Мельниково	
а) структура основного оборудования;	<p>Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – дрова</p> <p>Котлоагрегаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 1 – КВ-0,4МВт СТГ «Классик» (рег. номер 718) • Водяной котел № 2 – КВ-0,2Г «Премьер» (рег. номер 619) <p>Сетевые насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • FCE 50-160/40 – 2 шт; <p>Рециркуляционные насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-125/07 – 2 шт; <p>Подпиточные насосы</p> <ul style="list-style-type: none"> • К 30/40 – 2 шт. <p>Водоподготовка – «Комплексон»</p> <ul style="list-style-type: none"> • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,517 Гкал/ч (0,6 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,517 Гкал/ч (0,6 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 14,51 Гкал/год (по прогнозным данным на 2019 г.). Тепловая мощность нетто 0,514 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 2007 г.;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 608,54 Гкал (прогноз 2019 г.)

и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки Гобой
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Таблица 15. Описание котельной с.Русский Пычас

Показатели	Значения
Котельная, центральная с. Русский Пычас	
а) структура основного оборудования;	<p>Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – дрова</p> <p>Котлоагрегаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 1 – КВа-0,4Гс (рег. номер 654, 2013 г.) • Водяной котел № 2 – КВа-0,4Гс (рег. номер 657, 2013 г.) <p>Сетевые насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • FCE 50-160/40 – 2 шт; <p>Рециркуляционные насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-125/07 – 2 шт; <p>Подпиточные насосы</p> <ul style="list-style-type: none"> • SV202 – 2 шт. <p>Водоподготовка – «Water FS»</p> <ul style="list-style-type: none"> • Натрий-катионитовая обработка
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,689 Гкал/ч (0,8 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,689 Гкал/ч (0,8 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 19,19 Гкал/год (по прогнозным данным на 2014 г.). Тепловая мощность нетто 0,685 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 2013 г.;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и

энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая нагрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 802,88 Гкал (прогноз 2014 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки RVG-G 25
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Можгинское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Можгинское» представлено в таблице 16.

Таблица 16. Описание котельной с.Можга

Показатели	Значения
Котельная, центральная с. Можга	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – нет Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 1 – КВа-1,25Гс (рег. номер б/н, 2014 г.); • Водяной котел № 2 – КВа-1,25Гс (рег. номер б/н, 2014 г.); • Водяной котел № 2 – КВа-0,4Гс (рег. номер б/н, 1995 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 100-200/220 – 2 шт; Рециркуляционные насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-160/22 – 2 шт; Подпиточные насосы <ul style="list-style-type: none"> • К 30/40 – 2 шт. Водоподготовка – «Импульс-2» <ul style="list-style-type: none"> • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 2,9 Гкал/ч (3,364 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения установленной мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 2,9 Гкал/ч (3,364 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 56,16 Гкал/год (по прогнозным данным на 2014 г.). Тепловая мощность нетто 2,889 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год	Год ввода в эксплуатацию 1995 г.; 2014 г. – установка нового котла

последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 3679,32 Гкал (прогноз 2014 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки СГ-16М
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Нынекское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Нынекское» представлено в таблице 17.

Таблица 17. Описание котельной с. Нынек

Показатели	Значения
Котельная с. Нынек, ул. Центральная, д. 6	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – нет Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел №1 – RS-A- 400 (рег. номер 15406, 2019 г.); • Водяной котел № 2 – RS-A- 400 (рег. номер 15615, 2019 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • Wilo iL 50/170-7.5/2 – 2 шт; Рециркуляционные насосы: <ul style="list-style-type: none"> • GRUNDFOS UPS 50-120/1 – 2 шт; Подпиточные насосы <ul style="list-style-type: none"> • GRUNDFOS CHI 2-10/1 – 2 шт. Водоподготовка – «Комплексон»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,689 Гкал/ч (0,8 МВт)

в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,689 Гкал/ч (0,8 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 54,23 Гкал/год (по прогнозным данным на 2019 г.). Тепловая мощность нетто 0,676 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 2006 г.; 2006 г. – Строительство газового модуля. 2019 г. – замена двух котлов КВГ-400 отработавших нормативный срок эксплуатации на новые RS-A-400
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 1814,32 Гкал (прогноз 2019 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки RVG-G25 с корректором СПГ-761
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Нышинское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Нышинское» представлено в таблице 18.

Таблица 18. Описание котельных д.Ныша

Показатели	Значения
Котельная центральная д. Ныша, ул. Киршина	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо –дрова Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел №1 – КВа-0,8 (рег. номер б/н, 2014 г.); • Водяной котел № 2 – Факел г (рег. номер 5208-1995 г.); • Водяной котел № 3 – Факел Г (рег. номер 5752-1995 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 100-200/220 – 2 шт;

	<p>Рециркуляционные насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ФСЕ 40-160/22 – 2 шт; <p>Подпиточные насосы</p> <ul style="list-style-type: none"> • К 30/40 – 2 шт. <p>Водоподготовка – «Комплексон»</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ультразвуковая импульсная установка - 1 шт.; • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 2,414 Гкал/ч (2,8 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 2,414 Гкал/ч (2,8 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 111,34 Гкал/год (по прогнозным данным на 2019 г.). Тепловая мощность нетто 2,393 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 1995 г.; 2014 г. – установка нового котла; 2017 г. – замена ГРУ котельной
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 3711,24 Гкал (прогноз 2019 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки Ирвис-РС 4 - Ультра (Ду 50 мм)
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.
Котельная д. Комяк	
а) структура основного оборудования;	<p>Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – нет</p> <p>Котлоагрегаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел №1 – КВГ-400 (рег. номер 79 -2003 г.);

	<ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 2 – КВГ-400 (рег. номер 80-2003 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 100-200/220 – 2 шт; Рециркуляционные насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-160/22 – 2 шт; Подпиточные насосы <ul style="list-style-type: none"> • 1SV05F3,7T – 2 шт. Водоподготовка – «Комплексон - НТ» <ul style="list-style-type: none"> • Ультразвуковая импульсная установка - 1 шт.; • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,689 Гкал/ч (0,8 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,689 Гкал/ч (0,8 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 15,91 Гкал/год (по прогнозным данным на 2019 г.). Тепловая мощность нетто 0,686 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 2007 г.;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный, выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 665,23 Гкал (прогноз 2019 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки RVG-G25 (Ду 50 мм)
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Пазяльское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Пазяльское» представлено в таблице 19.

Таблица 19. Описание котельной д. Пазял

Показатели	Значения
Котельная д. Пазял, ул. Центральная д. 1	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – дрова Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел №1 – КВа-0,8Гс (рег. номер б/н, 2010 г.); • Водяной котел № 2 – RS-A-500 (рег. номер б/н, 2019 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 65-160/75 – 2 шт; • К 8/18 – 1 шт Подпиточные насосы <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-125/11 – 1 шт. • К - 1 шт. Водоподготовка – «Комплексон»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 1,29 Гкал/ч (1,5 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 1,29 Гкал/ч (1,5 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 220,38 Гкал/год (по прогнозным данным на 2019 г.). Тепловая мощность нетто 1,24 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 1986г.; 2010 г. – замена одного котла Братск на КВа-1,0Гс 2019 г. – замена второго котла Братск на RS-A-500
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 1057,4 Гкал (прогноз 2019 г.)

и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки ИРВИС-РС-4
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Пычасское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Пычасское» представлено в таблице 20.

Таблица 20. Описание котельной с.Пычас

Показатели	Значения
Котельная, центральная с. Пычас	
а) структура основного оборудования;	<p>Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – нет</p> <p>Котлоагрегаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 1 – Факел - Г (рег. номер – 20283, 1997 г.); • Водяной котел № 2 – Факел - Г (рег. номер – 20281, 1997 г.); • Водяной котел № 3 – Факел - Г (рег. номер – 20284, 2003 г.); • Котлы в 2015 году оборудованы итальянскими горелками Р-71М <p>Сетевые насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • К 125-100-250 – 2 шт; • FCE 80-200/150 – 2 шт. <p>Подпиточные насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • К 8/18 – 2 шт. <p>Насосы ГВС:</p> <ul style="list-style-type: none"> • К -80-65-160 – 2 шт. <p>Водоподготовка – «Импульс-2»</p> <ul style="list-style-type: none"> • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 2,679 Гкал/ч (3,11 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Оганичения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 2,679 Гкал/ч (3,11 МВт).
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 140,5 Гкал/год (по прогнозным данным на 2019 г.). Тепловая мощность нетто 2,652 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при	Год ввода в эксплуатацию 1995 г.; 2003 г. – установка нового котла

допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	2015 г. – замена устаревших горелок Л-1Н на итальянские Р-71М (3 шт)
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 5840,23 Гкал (прогноз 2018 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки ИРВИС-РС4 Ультра (Ду 50 мм)
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Старокаксинское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Старокаксинское» представлено в таблице 21.

Таблица 21. Описание котельной д.Ст. Какси

Показатели	Значения
Котельная, центральная д. Ст. Какси	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – дрова Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 1 – RS-A-300 (рег. номер 5741, 2014 г.); • Водяной котел № 2 – RS-A-300 (рег. номер 5742, 2014 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 50-160/30/P – 2 шт; Рециркуляционные насосы: <ul style="list-style-type: none"> • SM71RB 14/304– 2 шт; Водоподготовка – «Импульс» <ul style="list-style-type: none"> • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,52 Гкал/ч (0,6 МВт)

в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,52 Гкал/ч (0,6 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной не предоставлен. Тепловая мощность нетто 0,669 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 1995 г.; 2014 г. – установка нового котла
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 3679,32 Гкал (прогноз 2014 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки ИРВИС-РС 4 Ультра
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Сюгаильское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Сюгаильское» представлено в таблице 22.

Таблица 22. Описание котельных МО «Сюгаильское»

Показатели	Значения
Котельная д. Н. Р. Сюгаил	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – дрова Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел №1 – КВа-0,4 (рег. Номер 142 -2005 г.); • Водяной котел № 2 – КВа-0,4 (рег. Номер 143 -2005 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 50-200/55 – 2 шт; Подпиточные насосы

	<ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-125/11 – 1 шт <p>Водоподготовка – «Комплексон»</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ультразвуковая импульсная установка - 1 шт.; • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,689 Гкал/ч (0,8 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения установленной мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,689 Гкал/ч (0,8 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 25,15 Гкал/год (по прогнозным данным на 2019 г.). Тепловая мощность нетто 0,684 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 2005 г.;
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 1052,11 Гкал (прогноз 2019 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки Ирвис-РС4-Ультра (Ду 50 мм)
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Муниципальное образование «Черемушкинское»:

Описание источников тепловой энергии МО «Черемушкинское» представлено в таблицах 23-25.

Таблица 23. Описание котельных МО «Черемушкинское»

Показатели	Значения
Котельная, центральная с. Черемушки	
а) структура основного оборудования;	<p>Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – дрова</p> <p>Котлоагрегаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 1 – КВ-Гс-1,25 (рег. номер 565 -2012 г.); • Водяной котел № 2 – Факел -Г (рег. б/н, 2014 г.); • Водяной котел № 3 – Факел - Г (рег. номер 20281-1995 г.); • Водяной котел № 4 – Факел - Г (рег. номер 20281-1995 г.); <p>Сетевые насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • FCE 100-160/110 – 2 шт; <p>Рециркуляционные насосы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-160/22 – 2 шт; <p>Подпиточные насосы</p> <ul style="list-style-type: none"> • SV202F03T/A – 2 шт. <p>Водоподготовка – «Импульс-2»</p> <ul style="list-style-type: none"> • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 3,66 Гкал/ч (4,25 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 3,66 Гкал/ч (4,25 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 93,69 Гкал/год (по прогнозным данным на 2014 г.). Тепловая мощность нетто 3,642 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 1995 г.; 2014 г. – установка нового котла
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям

выбора графика изменения температур теплоносителя;	
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 19500,48 Гкал (прогноз 2014 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки ИРВИС - ПС
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Таблица 24. Описание котельных МО «Черемушкинское»

Показатели	Значения
Котельная, центральная Льнозавод	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо – дрова Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 1 – КВ-Г-0,63 (рег. номер 238 -2012 г.); • Водяной котел № 2 – КВ-Г-0,63 (рег. номер - 216 - 2014 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • КМЛ2 65/180 – 2 шт; Рециркуляционные насосы: <ul style="list-style-type: none"> • КМЛ2 40/160 – 2 шт; Подпиточные насосы <ul style="list-style-type: none"> • КМЛ2 40/160 – 2 шт. Водоподготовка – «Комплексон - 6» <ul style="list-style-type: none"> • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 1,08 Гкал/ч (1,25 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 1,08 Гкал/ч (1,25 МВт).
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 44,62 Гкал/год (по прогнозным данным на 2014 г.). Тепловая мощность нетто 1,072 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	Год ввода в эксплуатацию 1995 г.; 2014 г. – установка нового котла
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии –	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует

источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 5754,24 Гкал (прогноз 2014 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки RVG
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Таблица 25. Описание котельных МО «Черемушкинское»

Показатели	Значения
Котельная, центральная Ст. Керамик	
а) структура основного оборудования;	Вид основного топлива – природный газ; резервное топливо –дрова Котлоагрегаты: <ul style="list-style-type: none"> • Водяной котел № 1 – КВ-Г-0,4 (рег. номер 565 -2012 г.); • Водяной котел № 2 – КВ –Г – 0,4 (рег. номер б/н, 2014 г.); Сетевые насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 100-160/110 – 2 шт; Рециркуляционные насосы: <ul style="list-style-type: none"> • FCE 40-160/22 – 2 шт; Подпиточныенасосы <ul style="list-style-type: none"> • SV202F03T/A – 2 шт. Водоподготовка – «Hydro Tech SCF» <ul style="list-style-type: none"> • Раствор «ОДФ»
б) параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	Установленная тепловая мощность 0,69 Гкал/ч (0,8 МВт)
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;	Оганизчения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая тепловая мощность 0,69 Гкал/ч (0,8 МВт);
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной 70 Гкал/год (по прогнозным данным на 2014 г.). Тепловая мощность нетто 0,67 Гкал/ч.
д) срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов,	Год ввода в эксплуатацию 1995 г.; 2014 г. – установка нового котла

год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;	
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии);	источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствует
ж) способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя;	Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной и технологической нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям
з) среднегодовая загрузка оборудования;	Ресурсы – всего, Гкал (в год): 3676.32 Гкал (прогноз 2014 г.)
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	Способ учета тепловой энергии – прибор учета газа марки ИРВИС - ПС
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;	Средняя частота отказов и восстановлений оборудования – отсутствует
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения по тепловой мощности отсутствуют, так как загрузка котельных не превышает 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 представлен в таблице 2.

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

Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса представлены в таблицах 26-32.

Таблица 26. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Александровское»

Наименование источника тепловой энергии	Котельная, центральная с. Александрово		
	Котел № 1	Котел № 2	Котел № 3
Номер котла	Премьер-0,2	Классик-0,4	КВ-Т-0,4
Тип котла	2014	1995	н/д
Год ввода в эксплуатацию	-	-	-
Расчетный ресурс котла, час.	10	10	10
Расчетный срок службы, лет	9	18	-
Фактический срок эксплуатации, лет	-	-	-
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-	-
Год продления ресурса	-	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-	-
Наименование источника тепловой энергии	Котельная, центральная Д. Старые Юбери		
	Котел № 1	Котел № 2	
Номер котла	КСГ - 100	КСГ - 100	
Тип котла	2004	2004	
Год ввода в эксплуатацию	-	-	
Расчетный ресурс котла, час.	10	10	
Расчетный срок службы, лет	19	19	
Фактический срок эксплуатации, лет	-	-	
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-	
Год продления ресурса	-	-	
Мероприятия по продлению ресурса	-	-	
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-	

Таблица 27. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Большекибынское»

Наименование источника тепловой энергии	Котельная д. Баграш-Бигра				
	Котел №1	Котел №2	Котел № 3	Котел № 4	Котел №5
Номер котла					
Тип котла	ИШМА-100	ИШМА-100	ИШМА-100	ИШМА-100	ИШМА-100
Год ввода в эксплуатацию	2014	2014	2014	2014	2014
Расчетный ресурс котла, час	-	-	-	-	-
Расчетный срок службы, лет	10	10	10	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	9	9	9	9	9
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-	-	-	-
Год продления ресурса	-	-	-	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-	-	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-	-	-	-
Мероприятия по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу котла	-	-	-	-	-

Таблица 28. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Большепудгинское»

Наименование источника тепловой энергии	Котельная № 5 д.Малая Сюга, территория школы	
	Котел №1	Котел №2
Номер котла		
Тип котла	КВа- 1,0Гс	Е 1/9 Г
Год ввода в эксплуатацию	2012	1995
Расчетный ресурс котла, час	–	–
Расчетный срок службы, лет	15	15
Фактический срок эксплуатации, лет	11	28
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	–	–
Год продления ресурса	–	–
Мероприятия по продлению ресурса	–	–

Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-
Наименование источника тепловой энергии	Котельная № 7 с. Большая Пудга, территория школы	
Номер котла	Котел №1	Котел №2
Тип котла	КВГ- 160	КВГ- 160
Год ввода в эксплуатацию	2005	2005
Расчетный ресурс котла, час	-	-
Расчетный срок службы, лет	15	15
Фактический срок эксплуатации, лет	18	18
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-
Год продления ресурса	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-

Таблица 29. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Большесибинское»

Наименование источника тепловой энергии	Котельная, центральная д. Б. Сибы	
Номер котла	Котел №1	Котел №2
Тип котла	RS-A -100	RS-A -100
Год ввода в эксплуатацию	2014	1995
Расчетный ресурс котла, час	-	-
Расчетный срок службы, лет	15	15
Фактический срок эксплуатации, лет	9	28
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-
Год продления ресурса	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-

Таблица 30. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Большеучинское»

Наименование источника тепловой энергии	Котельная № 1, центральная с.Большая Уча, ул. Садовая, д.4		
Номер котла	Котел № 1	Котел № 2	Котел №3
Тип котла	КВа-1,25Гс	КВа-1,25Гс	КВа-1,25Гс
Год ввода в эксплуатацию	2012	2012	2012
Расчетный ресурс котла, час	-	-	-
Расчетный срок службы, лет	10	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	11	11	11
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-	-
Год продления ресурса	-	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-	-

Таблица 31. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Маловоложикьинское»

Наименование источника тепловой энергии	Котельная с. М. Воложикья, центральная	
Номер котла	Котел № 1	Котел № 2
Тип котла	КВа-0,4Гс	КВа-0,4Гс
Год ввода в эксплуатацию	2008	2008
Расчетный ресурс котла, час		
Расчетный срок службы, лет	15	15
Фактический срок эксплуатации, лет	15	15
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-
Год продления ресурса	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-

Таблица 32. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Горнякское»

Наименование источника тепловой энергии	Котельная, центральная с. Горняк площадь	
	Котел № 1	Котел № 2
Номер котла	Котел № 1	Котел № 2
Тип котла	КВаГ-0,4	КВаГ-0,4
Год ввода в эксплуатацию	2013	2013
Расчетный ресурс котла, час		
Расчетный срок службы, лет	15	15
Фактический срок эксплуатации, лет	10	10
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-
Год продления ресурса	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-

Таблица 33. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Кватчинское»

Наименование источника тепловой энергии	Котельная, центральная д.Старый Березняк	
	Котел № 1	Котел № 2
Номер котла	Котел № 1	Котел № 2
Тип котла	RS-A400	RS-A400
Год ввода в эксплуатацию	2014	2014
Расчетный ресурс котла, час	-	-
Расчетный срок службы, лет	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	9	9
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-
Год продления ресурса	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-
Наименование источника тепловой энергии	Котельная, центральная д. Нижний Вишур	
	Котел № 1	Котел № 2
Номер котла	Котел № 1	Котел № 2
Тип котла	RS-A100	RS-A100
Год ввода в эксплуатацию	2014	2014

Расчетный ресурс котла, час	-	-
Расчетный срок службы, лет	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	9	9
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-
Год продления ресурса	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-

Таблица 34. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Люгинское»

Наименование источника тепловой энергии	Котельная № 12 Ст.Люга, ул.Коллективная, 1.		
	Котел № 1	Котел № 2	Котел № 3
Номер котла	КВа – 0,63	КВа – 0,63	КВа – 0,63
Тип котла	КВа – 0,63	КВа – 0,63	КВа – 0,63
Год ввода в эксплуатацию	2010	2010	2010
Расчетный ресурс котла, час	-	-	-
Расчетный срок службы, лет	10	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	12	12	
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-	-
Год продления ресурса	-	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-	-

Таблица 35. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Мельниковское»

Наименование источника тепловой энергии	Котельная, центральная д.Мельниково	
Номер котла	Котел № 1	Котел № 2
Тип котла	КВ-0,4МВт СТГ «Классик»	КВ-0,2Г «Премьер»
Год ввода в эксплуатацию	н/д	н/д
Расчетный ресурс котла, час	-	-
Расчетный срок службы, лет	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	-	-
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-
Год продления ресурса	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-
Наименование источника тепловой энергии	Котельная, центральная с. Р. Пычас	
Номер котла	Котел № 1	Котел № 2
Тип котла	КВа-0,4Гс	КВа-0,4Гс
Год ввода в эксплуатацию	2013	2013
Расчетный ресурс котла, час	-	-
Расчетный срок службы, лет	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	10	10
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-
Год продления ресурса	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-

Таблица 36. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Можгинское»

Наименование источника тепловой энергии	1. Котельная, центральная с. Можга		
	Котел № 1	Котел № 2	Котел № 3
Номер котла	КВа-1,25Гс	КВа-1,25Гс	КВа-0,4Гс
Тип котла	КВа-1,25Гс	КВа-1,25Гс	КВа-0,4Гс
Год ввода в эксплуатацию	2014	2014	1995
Расчетный ресурс котла, час	-	-	-
Расчетный срок службы, лет	10	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	9	9	28
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-	-
Год продления ресурса	-	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-	-

Таблица 37. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Нынекское»

Наименование источника тепловой энергии	Котельная с.Нынек, ул.Центральная, д.6	
	Котел№1	Котел№2
Номер котла	Котел№1	Котел№2
Тип котла	RS-A- 400	RS-A- 400
Год ввода в эксплуатацию	2019	2019
Расчетный срок службы, лет	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет	3	3
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-
Год продления ресурса	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-
Мероприятия по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу котла	-	-

Таблица 38. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Нышинское»

Наименование источника тепловой энергии	Котельная центральная д.Ныша, ул.Киршина,		
	Котел№1	Котел№2	Котел№3
Номер котла	КВа-0,8	Факел г	Факел г
Тип котла	КВа-0,8	Факел г	Факел г
Год ввода в эксплуатацию	2014	1995	1995
Расчетный ресурс котла, час	-	-	-
Расчетный срок службы, лет	10	15	15
Фактический срок эксплуатации, лет	9	28	28
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-	-
Год продления ресурса	-	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-	-
Мероприятия по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу котла	-	-	-

Таблица 39. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Пазяльское»

Наименование источника тепловой энергии	Котельная д. Пазял, ул. Центральная д. 1	
	Котел № 1	Котел № 2
Номер котла	Котел № 1	Котел № 2
Тип котла	КВа-0,8Гс	RS-A-500
Год ввода в эксплуатацию	2010	2019
Расчетный ресурс котла, час	-	-
Расчетный срок службы, лет	15	20
Фактический срок эксплуатации, лет	13	4
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-
Год продления ресурса	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-
Мероприятия по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу котла	-	-

Таблица 40. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Пычасское»

Наименование источника теплоснабжения	Котельная, центральная с. Пычас		
	Котел №1	Котел №2	Котел №3
Номер котла	Котел №1	Котел №2	Котел №3
Тип котла	Факел - Г	Факел - Г	Факел - Г
Год ввода в эксплуатацию	1997	1997	2003
Расчетный ресурс котла, час.	-	-	-
Расчетный срок службы, лет.	10	10	10
Фактический срок эксплуатации, лет.	26	26	20
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-	-
Год продления ресурса	-	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-	-
Мероприятия по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу котла	-	-	-

Таблица 41. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Старокаксинское»

Наименование источника тепловой энергии	Котельная, центральная д. Ст. Какси	
	Котел № 1	Котел № 2
Номер котла	Котел № 1	Котел № 2
Тип котла	RS-A-300	RS-A-300
Год ввода в эксплуатацию	2014	2014
Расчетный ресурс котла, час	-	-
Расчетный срок службы, лет	20	20
Фактический срок эксплуатации, лет	9	9
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-
Год продления ресурса	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-
Мероприятия по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу котла	-	-

Таблица 42. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Сюгаильское»

Наименование источника теплоснабжения	Котельная д. Н. Р. Сюгаил	
	Котел №1	Котел №2
Номер котла	КВа-0,4	КВа-0,4
Тип котла	КВа-0,4	КВа-0,4
Год ввода в эксплуатацию	2005	2005
Расчетный ресурс котла, час.	-	-
Расчетный срок службы, лет.	15	15
Фактический срок эксплуатации, лет.	18	18
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-
Год продления ресурса	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-
Мероприятия по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу котла	-	-

Таблица 43. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса МО «Черемушкинское»

Наименование источника тепловой энергии	Котельная, центральная с.Черемушки			
	Котел № 1	Котел № 2	Котел № 3	Котел № 4
Номер котла	КВ-Гс-1,25	Факел -Г	Факел -Г	Факел -Г
Тип котла	КВ-Гс-1,25	Факел -Г	Факел -Г	Факел -Г
Год ввода в эксплуатацию	2012	2014	1995	1995
Расчетный ресурс котла, час	-	-	-	-
Расчетный срок службы, лет	15	15	15	15
Фактический срок эксплуатации, лет	11	9	29	29
Год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов	-	-	-	-
Год продления ресурса	-	-	-	-
Мероприятия по продлению ресурса	-	-	-	-
Год вывода из эксплуатации и демонтажа котла, выработавшего нормативный срок службы, когда продление срока службы технически невозможно, либо экономически нецелесообразно	-	-	-	-
Мероприятия по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу котла	-	-	-	-

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

На перспективу до 2033 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 котельных МО «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики» осуществляется по утвержденным температурным представленным на рисунках 29-30. 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 энергоисточников, тепловых сетей и потребителей тепловой энергии.



ГРАФИК
температур в тепловых сетях и отопительных системах

Температура наружного воздуха	Температура воды в подающей линии при графике 150-70	Температура воды при графике 130-70	Температура воды после элеватора		Температура воды после отопительной системы
			105-70	95-70	
1	2	3	4	5	6
+ 10	49,0	45,0	43,7	38,6	34,0
9	51,5	47,0	45,0	40,2	35,0
8	54,0	49,2	46,0	41,7	36,0
7	56,5	51,5	48,0	43,2	37,0
6	59,0	53,5	49,5	44,5	38,0
5	61,3	55,5	51,5	45,9	39,0
4	64,0	57,5	52,5	47,5	40,0
3	66,5	59,8	54,0	49,0	41,0
2	68,5	61,8	56,0	50,2	41,7
1	71,0	64,0	58,5	51,7	42,5
0	73,5	66,0	59,4	52,9	43,6
-1	76,0	68,2	61,0	54,5	44,6
2	78,5	70,0	62,5	55,7	45,2
3	81,0	72,0	64,0	57,0	46,3
4	83,2	74,0	66,0	58,3	47,2
5	85,4	75,8	67,3	59,6	48,0
6	88,0	78,0	69,0	61,0	49,0
7	90,0	80,0	70,0	62,2	49,8
8	92,0	81,8	72,0	63,5	50,5
9	94,5	83,7	73,5	64,7	51,3
10	96,5	85,5	75,1	66,0	52,1
11	98,0	87,5	76,0	67,5	53,0
12	101,0	89,4	78,0	63,7	53,7
13	103,2	91,3	79,0	70,0	54,5
14	105,5	93,2	81,3	71,3	55,2
15	107,5	95,0	82,9	92,3	56,1
16	110,0	97,0	84,0	74,0	56,8
17	112,2	99,0	86,0	75,0	57,5
18	114,5	100,8	87,0	76,3	58,3
19	116,6	102,6	89,0	77,5	59,1
20	119,0	104,5	90,0	78,6	59,9
21	121,5	106,5	91,5	80,0	60,8
22	124,0	108,5	92,0	81,1	61,5
23	126,3	110,5	93,5	82,3	62,3
24	128,7	112,4	94,5	83,5	62,9
25	131,0	114,0	96,3	84,6	63,7
26	133,0	116,0	97,0	85,8	64,3
27	135,0	117,7	97,5	87,0	65,0
28	137,3	119,5	99,0	88,2	65,6
29	139,5	121,3	100,0	89,4	66,3
30	141,0	123,0	101,0	90,4	67,2
31	143,7	124,5	102,0	91,7	67,8
32	145,8	126,5	103,0	92,8	68,5
33	148,0	128,2	104,0	94,0	69,2
34	150,0	130,0	105,0	95,0	70,0

Рисунок 29.

Утверждаю

Гл.инж. ООО "КЭС"

А.В. Желтышев
20 22 г.



ГРАФИК
поддержания температурного режима в подающем и обратном трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха

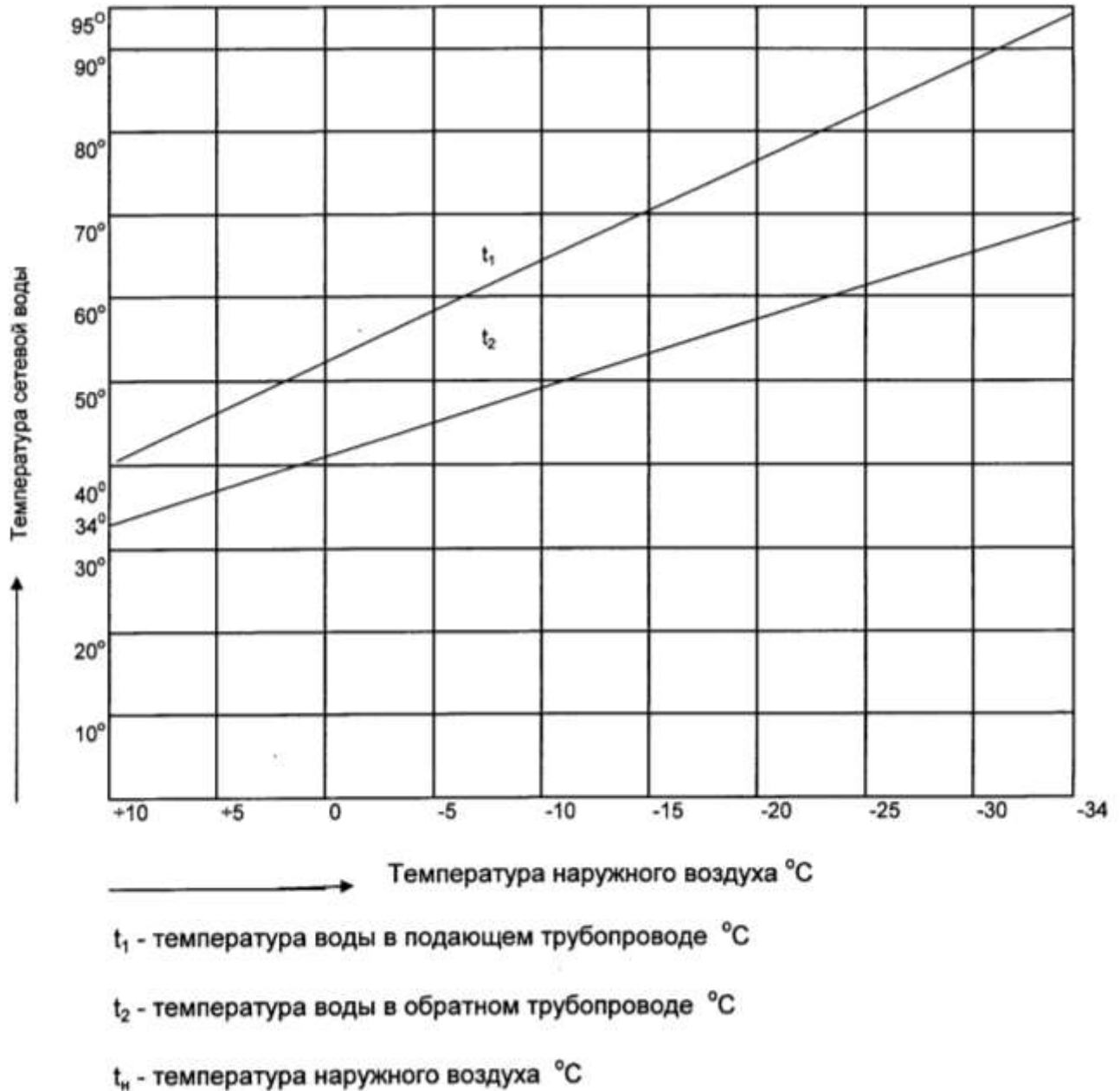


Рисунок 30.

1.2.7. Среднегодовая загрузка оборудования

По данным СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» продолжительность отопительного периода – 222 дня.

1.2.8. Способы учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети

Согласно предоставленным данным от Администрации муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики» сведения о приборах учета тепловой энергии отсутствуют. Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, производится нормативно.

1.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Согласно предоставленным данным от Администрации муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики» 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 муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики» 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 муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики» сведения о технико-экономических показателях 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 01.08.2023 г. тепловые сети МО «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики» эксплуатируются ООО «КомтеС» и ООО «КЭС».

Тепловые сети источников тепловой энергии МО «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики» – в основном Надземная прокладка, а также Подземная канальная прокладка с диаметрами трубопроводов от $D=0,025$ м до $D=0,159$ м.

В качестве тепловой изоляции используется маты и полосы из непрерывного стекловолокна, гидроизоляцией служит полиэтилен и рубероид.

Тепловая изоляция трубопроводов находится в ветхом состоянии. Значительная часть проложенных трубопроводов находится без теплоизоляции. Компенсация температурных удлинений осуществляется П – образными компенсаторами и углами поворота.

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

Температурные эксплуатационные графики в зоне действия котельных МО «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики» – 95/55, 95/50, 95/60, 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 источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе представлены на рисунках 1-28.

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 муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики» сведения о годах начала эксплуатации тепловых сетей отсутствуют.

Информация по параметрам тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки представлена в таблице 44.

Фактический температурный режим отпуска тепла в тепловые сети соответствует утвержденным графикам регулирования отпуска тепловой энергии.

Таблица 44.

№ п/п	участок	Диаметр трубопровода, мм	Год постройки	Длина участка, м	Материал, тип прокладки	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Тип изоляции	Тип компенсирующих устройств
<i>МО «Александровское»</i>								
<i>Котельная с. Александрово</i>								
1	Котельная – Т1	80	1995	132	Надземная	0,31	стекловолокно, рубероид	угол поворота
2	Т1-Контора	50		6	Надземная			-
3	Т1-Т2	80		52	Надземная			угол поворота
4	Т2-СДК	50		8	Надземная			-
5	Т2-ТК1	80		45	Надземная			П-образный компенсатор
6	ТК1-детский сад	65		70	Подземная (канальная)			П-образный компенсатор
7	ТК1-общезитие	50		25	Подземная (канальная)			-
8	ТК1-Т3	80		60	Подземная (канальная)			П-образный компенсатор
9	Т3-Т4	50		50	Подземная (канальная)			П-образный компенсатор
<i>Котельная д. Ст. Юбери</i>								
10	Котельная - Детский сад	108	1995	56	Подземная (канальная)	0,09	стекловолокно, рубероид	П-образный компенсатор
<i>МО «Большекибьинское»</i>								
<i>Котельная №9 с. Большая Кибья</i>								
11	ТКУ-ТК1	н/д	1995	н/д	надземная	0,24	стекловолокно, рубероид	П-образный компенсатор

12	ТК1 – ТК2	108		65	Подземная (канальная)		стекловолокно, рубероид	П-образный компенсатор
13	ТК2 – Больница	108		85	Подземная (канальная)		стекловолокно, рубероид	П-образный компенсатор
14	ТК2 – ТК3	108		35	Подземная (канальная)		стекловолокно, рубероид	П-образный компенсатор
15	ТК3 – ТК4	108		330	Надземная		стекловолокно, рубероид	П-образный компенсатор
16	ТК4 – ТК5	108		580	Подземная (канальная)		стекловолокно, рубероид	П-образный компенсатор
17	ТК5 – ТК6	108		н/д	Подземная (канальная)		стекловолокно, рубероид	П-образный компенсатор
<i>Котельная д. Большая Кибья (Детский сад)</i>								
18	ТКУ – Детский сад	65	н/д	36	Подземная (канальная)	н/д	стекловолокно, рубероид	П-образный компенсатор
<i>Котельная д. Большая Кибья</i>								
19	ТКУ – ТК1	н/д	н/д	н/д	Подземная (канальная)	н/д	стекловолокно, рубероид	н/д
20	ТК1 – ТК2	108	н/д	42	Подземная (канальная)	н/д	стекловолокно, рубероид	П-образный компенсатор
21	ТК2 – Больница	89	н/д	65	Подземная (канальная)	н/д	стекловолокно, рубероид	Угол поворота
<i>МО «Большепудгинское»</i>								
<i>Котельная №7</i>								
22	Котельная – ТК	108	2005	15	Надземная	0,168	стекловолокно, рубероид	Угол поворота

23	ТК – Школа	108	2005	120	Подземная (канальная)	0,168	стекловолокно, рубероид	Угол поворота
<i>Котельная №5</i>								
24	ТКУ – насосная	108	1996	30	Надземная	0,805	стекловолокно, рубероид	-
25	Насосная – ТК1	108		30	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
26	ТК1 – школа	89		12	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
27	ТК1 – ТК2	108		10	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
28	ТК2 – мастерская	40		12	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
29	ТК2 – ТК3	108		50	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
30	ТК3 – ТК4	108		78	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
31	ТК3 - ФАП	89		49	Подземная (канальная)		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
32	ТК4 – детский сад	89		107	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
33	ТК4 – ТК5	108		28	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
34	ТК5 – жд	50		15	Подземная (канальная)		стекловолокно, рубероид	-
35	ТК5 – ТК6	108	40	Надземная	стекловолокно, рубероид	-		

36	TK6 – ЦСДК	108	1996	252	Надземная	0,805	стекловолокно, рубероид	П – образный компенсатор, угол поворота
37	TK6 – TK7	89		28	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
38	TK7 – ЖД	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
39	TK7 – угол поворота	89		50	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
40	Угол поворота – жд	50		18	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
<i>МО «Большесибинское»</i>								
<i>Котельная №11 д. Б. Сибы</i>								
41	ТКУ – СДК	89	1995	10	Подземная, канальная	0,11	стекловолокно, рубероид	-
42	СДК – СДК	89		42	Подвальная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
43	СДК – ТК1	89		16	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
44	TK1 – TK2	89		110	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	угол поворота
45	TK2 – ФАП	50		25	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
46	TK2 – Адм. СПК	50		21	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
<i>МО «Большеучинское»</i>								
<i>Котельная № 1 центральная</i>								

47	Котельная – ТК1	159	1980	40	н/д	2,49	стекловолокно, рубероид	угол поворота
48	ТК1 – ТК2	159		85	н/д		стекловолокно, рубероид	угол поворота
49	ТК2 – Школа	108		50	н/д		стекловолокно, рубероид	-
50	ТК2 – ТК3	н/д		285	н/д		стекловолокно, рубероид	-
51	ТК3 – ТК4	н/д		88	н/д		стекловолокно, рубероид	-
52	ТК4 – ТК5	н/д		126	н/д		стекловолокно, рубероид	-
<i>Котельная № 3 д. Ломеслуд</i>								
53	Котельная – ТК1	159	1980	90	н/д	0,197	стекловолокно, рубероид	-
54	ТК1 – ФАП	40		20	н/д		стекловолокно, рубероид	-
55	ТК1 – ТК2	159		88	н/д		стекловолокно, рубероид	угол поворота
56	ТК2 – Детский сад	50		20	н/д		стекловолокно, рубероид	-
57	ТК2 – ТК3	159		70	н/д		стекловолокно, рубероид	-
58	ТК3 – Школа	89		88	н/д		стекловолокно, рубероид	-
59	ТК3 – ТК4	109		50	н/д		стекловолокно, рубероид	-

60	ТК4 – жилой дом	32	1980	5	н/д	0,197	стекловолокно, рубероид	-
61	ТК4 – ТК5	109		37	н/д		стекловолокно, рубероид	-
62	ТК5 – Клуб	50		10	н/д		стекловолокно, рубероид	-
<i>МО «Маловоложикьинское»</i>								
<i>Котельная с. М. Воложикья</i>								
63	Котельная – т1	89	1986	4,5	Надземная	0,296	стекловолокно, рубероид	-
64	Т1 – т2	120		30	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
65	Т2 – т3	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
66	Т3 – Детский сад	50		30	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
67	Т3 – ТК1	80		170	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
68	ТК1 – жилой дом	76		50	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
69	Т1 – Т4	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
70	Т4 – ТК	89		70	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
71	ТК - ФАП	50		150	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	П – образный компенсатор

72	Т4 – ТК2	120	1986	30	Подземная канальная, надземная	0,296	стекловолокно, рубероид	-
73	ТК2 – Школа	89		25	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
74	ТК2 – ТК3	89		130	Надземная		стекловолокно, рубероид	П – образный компенсатор
75	ТК3 – гараж	50		30	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
76	ТК3 – ТК4	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
77	ТК4 – ЦСДК	50		45	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
<i>МО «Горнякское»</i>								
<i>Котельная № 10 с.Горняк</i>								
78	Котельная – гаражи	159	н/д	25	Подземная канальная	0,43	стекловолокно, рубероид	-
79	Гаражи – ТК3	89	н/д	168	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
80	ТК3 – Школа	89	н/д	70	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	П – образный компенсатор
81	Котельная – ТК8	89	н/д	308	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	П – образный компенсатор, Угол поворота
82	ТК8 – ж/д №6	н/д	н/д	н/д	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
83	Гаражи – ТК5	108	н/д	46	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота

84	TK5 – СДК	57	н/д	32	Подземная канальная	0,43	стекловолокно, рубероид	П – образный компенсатор
85	TK5 – Детский сад	57	н/д	32	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
86	TK5 – TK6	89	н/д	35	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
87	TK6 – почта	57	н/д	74	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	П – образный компенсатор
88	TK6 – TK7	76	н/д	96	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	П – образный компенсатор
89	TK7 – ж/д №6	32	н/д	14	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
90	TK7 – Ж/Д №8	57	н/д	32	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
91	TK7 – ж/д №13	57	н/д	42	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
92	TK7 – ФАП	25	н/д	26	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
<i>МО «Кватчинское»</i>								
<i>Котельная д. Ст. Березняк</i>								
93	Котельная – Т1	159	1995	н/д	Надземная	0,2594	стекловолокно, рубероид	-
94	Т1 – Лыж. База	25		7	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
95	Т1 – Т2	159		225	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота

96	Т2 – Т3	н/д	1995	н/д	Надземная	0,2594	стекловолокно, рубероид	-
97	Т2 – Школа	89		3	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
98	Т3 – спортзал	57		3	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
99	Т3 – ТК	н/д		н/д	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
100	ТК – гараж	57		20	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
101	ТК – СДК	76		60	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
102	ТК – Т4	108		80	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
103	Т4 – Т5	108		30	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
104	Т5 – Т6	89		30	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
105	Т6 – Т7	57		20	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
106	Т7 – Т8	57		85	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
107	Т8 – Детский сад	57		30	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
108	Т5 – Столовая	57		60	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
<i>Котельная д. Н. Вишур</i>								
109	Котельная – ТК	89	2014	48	Надземная	0,189	стекловолокно, рубероид	-
110	ТК – Школа	89		25	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-

МО «Люгинское»

Котельная № 12 ст. Люга

111	Котельная – Т1	159	1986	19	Надземная	1,03	стекловолокно, рубероид	-
112	Т1 – Т2	159		216	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
113	Т2 – ж.д. №18	40		16	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
114	Т2 – Т3	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
115	Т3 – ж.д. №16	40		17	Надземное		стекловолокно, рубероид	-
116	Т3 – Т4	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
117	Т4 – Т5	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
118	Т5 – ж.д. №10	40		28	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
119	Т5 – Т6	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
120	Т6 – ж.д. №6	40		34	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
121	Т6 – Т7	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
122	Т7 – ж.д. №4	40		29	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
123	Т7 – Т8	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
124	Т8 – ж.д.	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
125	Т4 – ТК1	159		66	Надземная		стекловолокно, рубероид	-

126	TK1 – TK2	89	1986	64	Подземная канальная	1,03	стекловолокно, рубероид	-
127	TK2 – ж.д. №13	н/д		н/д	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
128	TK2 – TK3	89		82	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
129	TK3 – ж.д. №8	н/д		н/д	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
130	TK3 – ж.д. №7	н/д		н/д	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
131	TK1 – TK4	89		64	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
132	TK4 – ж.д. №17	н/д		н/д	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
133	TK4 – TK5	89		36	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
134	TK5 – ж.д. №19	н/д		н/д	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
135	TK5 – TK6	40		53	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
136	TK6 – ФАП	40		63	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
137	T1 – T9	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
138	T9 – T10	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
139	T9 – T18	50		50	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
140	T18 – Ж.Д.24	32	40	Надземная	стекловолокно, рубероид	-		
141	T18 – ДК	н/д	н/д	Надземная	стекловолокно, рубероид	-		
142	T10 – С/С	40	18	Надземная	стекловолокно, рубероид	-		

143	T10 – T11	н/д	1986	н/д	Надземная	1,03	стекловолокно, рубероид	-
144	T11 – ж.д. 5	40		6	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
145	T11 – T12	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
146	T12 – ж.д. 7	40		10	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
147	T12 – T13	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
148	T13 – ж.д. 8	40		38	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
149	T13 – T14	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
150	T14 – ж.д. 9	40		6	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
151	T14 – T15	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
152	T15 – ж.д. 10	40		20	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
153	T15 – T16	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
154	T16 – Школа	89		148	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
155	T16 – T17	159		100	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
156	T17 – Д/сад	76		40	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
157	T17 – ж.д. 25	89	42	Надземная	стекловолокно, рубероид	-		

МО «Мельниковское»								
котельная д. Мельниково								
158	ТКУ – ТК1	89	2007	39	Подземная канальная	0,292	стекловолокно, рубероид	-
159	ТК1 – Почта/магазин	40		22	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
160	ТК1 – ТК3	89		77	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
161	ТК3 - Школа/Д. сад	н/д		н/д	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
162	ТК3 – ТК2	57		50	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
163	ТК3 – Магазин	25		18	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
164	ТК2 – СДК	57		70	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
Котельная с. Р. Пычас								
165	Котельная – Т1	108	2013	96	Надземная	0,271	стекловолокно, рубероид	-
166	Т1 – Школа	57		20	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
167	Т1 – Т2	108		31	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
168	Т2 – Т3	89		6	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
169	Т3 – Т4	89		28	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
170	Т4 – Дет. Сад	н/д		н/д	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
171	Т4 – СДК	57		58	Надземная		стекловолокно, рубероид	-

МО «Можгинское»

Котельная № 5 с.Можга

172	Котельная – ТК1	219	1995	60	Подземная канальная	0,96	стекловолокно, рубероид	-
173	ТК1 – ж.д. 1	57		20	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
174	ТК1- ж.д. 3	57		15	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
175	ТК1 – ТК2	108		30	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
176	ТК2 – ж.д. 2	57		20	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
177	ТК2 – ж.д. 4	57		15	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
178	ТК2 – ТК3	108		30	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
179	ТК3 – ж.д 6	57		20	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
180	ТК3 – ж.д. 7	57		15	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
181	ТК3 – ТК4	108		30	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
182	ТК4 – ж.д	57		50	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
183	ТК4 – ТК5	108		30	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
184	ТК5 – ТК6	89		115	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
185	Разв. - ФАП	57		30	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
186	ТК6 – СДК	89	10	Надземная	стекловолокно, рубероид	-		
187	Котельная – ТК7	108	300	Подземная канальная	стекловолокно, рубероид	-		

188	TK7 – Школа	108	1995	10	Подземная канальная	0,96	стекловолокно, рубероид	-
189	TK7 – мастерская	57		15	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
190	TK7 – TK8	108		20	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
191	TK8 – Д/сад	89		30	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
192	TK8 – TK9	108		200	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
193	TK9 – ж.д.	108		150	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
194	TK9 – TK10	108		90	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
195	TK10 – Церковь	57		55	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
<i>МО «Нынекское»</i>								
<i>Котельная «Центральная»</i>								
196	Котельная – Т.1	108	н/д	40	Надземная	0,382	стекловолокно, рубероид	Угол поворота
197	Т.1 – 2	108		68	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
198	2 – Начальная школа	40		80	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
199	Т.1 – Т.2	108		22	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
200	Т.2 – школьная мастерская	57		10	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
201	Т.2 – Т.3	108		22	Надземная		стекловолокно, рубероид	-

203	Т.3 – Школа	89	н/д	40	Надземная	0,382	стекловолокно, рубероид	Угол поворота
204	Т.3 – Т.4	108		34	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
205	Т.4 – Спорт База	40		102	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
206	Т.4 – Т.5	108		20	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
207	Т.5 – Т.6	108		60	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
208	Т.6 – Столовая	40		10	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
209	Т.6 – Т.7	76		105	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
210	Т.7 – магазин	40		10	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
211	Т.7 – Т.8	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
212	Т.8 – Детский сад	57		86	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
213	Т.5 – Т.9	76		80	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
214	Т.9 – СПК «Луч»	57		8	Надземная		стекловолокно, рубероид	-

МО «Нышинское»

Котельная д. Ныша

215	Котельная – Т.1	н/д	1995	н/д	Надземная	1,425	стекловолокно, рубероид	-
216	Т.1 – здание	108		98	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
217	Т.1 – Т.2	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
218	Т.2 – Т.11	108		142	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
219	Т.9 – ж/д	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
220	Т.10 – ж/д	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
221	Т.11 – ж/д	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
222	Т.3 – ж/д	57		18	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
223	Т.3 – Т.4	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
224	Т.4 – ж/д	57		23	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
225	Т.4 – Т.5	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
226	Т.5 – Т.6	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
227	Т.6 – Т.7	89		50	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
228	Т.7 – Т.8	89	73	Надземная	стекловолокно, рубероид	-		

229	Т.8 – ИП	57	1995	4	Надземная	1,425	стекловолокно, рубероид	-
230	Т.8 – Т.9	76		28	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
231	Т.9 – ООО «Ныша ФАП»	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
232	Т.9 – СДК	76		105	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
233	Т.5 – ТП	76		170	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
234	ТП – Т.18	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
235	Т.18 – школа интернат	57		54	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
236	Т.18 – Т.19	н/д		н/д	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
237	Т.19 – Школа	н/д		н/д	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
238	Т.19 – Спортзал	76		175	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
239	Т.2 – Т.13	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
240	Т.13 – ж/д	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
241	Т.13 – Т.14	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
242	Т.14 – ж/д	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-

243	Т.14 – Т.15	109	1995	243	Надземная	1,425	стекловолокно, рубероид	Угол поворота
244	Т.15 – ж/д	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
245	Т.15 – Т.16	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
246	Т.16 – ж/д	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
247	Т.16 – Т.17	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
248	Т.17 – ж/д	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
249	Т.17 – ж/д	57		48	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
<i>Котельная д. Комяк</i>								
250	Котельная – Т.1	159	1995	60	Надземная	0,237	стекловолокно, рубероид	Угол поворота
251	Т.1 – ТК1	108		5	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
252	ТК1 – Школа	76		9	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
253	Т.1 – Т.2	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
254	Т.2 – Школа	57		150	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
255	Т.2 – Детский сад	89		96	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота

МО «Пазыльское»								
Котельная №4 д. Пазял								
256	Котельная – Т.1	108	1986	470	Надземная	0,444	стекловолокно, рубероид	Угол поворота, П-образного исполнения
257	Т.1 – Т.2	108		50	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
258	Т.2 – магазин	32		20	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
259	Т.2 – Т.3	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
260	Т.3 – ФАП	32		10	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
261	Т.1 – Т.4	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
262	Т.4 – ТК1	108		100	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
263	ТК1 – ТК2	108		20	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
264	ТК2 – детский сад	108		30	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
265	ТК1 – Школа	108		55	Подземная канальная		стекловолокно, рубероид	-
МО «Пычасское»								
Котельная №1 с. Пычас								
266	Котельная – магазин	57	1995	8	Подземная, канальная	2,18	стекловолокно, рубероид	-

267	Котельная – ТК9	89	1995	12	Подземная, канальная	2,18	стекловолокно, рубероид	-
268	ТК9 – производственное здание ООО «КЭС№	57		40	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
269	ТК9 – ТК10	89		62	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
270	ТК10 – ООО «Наш дом»	57		48	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
271	ТК10 – ТК11	65		14	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
272	ТК11 – сторожка	25		3	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
273	ТК11 – гаражи	57		15	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
274	ТК11 – Административное здание ООО «КЭС»	57		56	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
275	Котельная – Т.1	159		142	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
276	Т.1 – Т.2	159		35	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
277	Т.2 – ТК1	159		85	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
278	ТК1 – ТК2	108		91	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
279	ТК2 – ТК3	108		19	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-

280	ТК3 – ТК4	65	1995	16	Подземная, канальная	2,18	стекловолокно, рубероид	-
281	ТК4 – ж/д (ул. Садовая, 15)	40		6	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
282	ТК4 – ТК5	57		58	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
283	ТК5 – ж/д (ул. Садовая, 19)	40		6	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
284	ТК5 – ж/д (ул. Садовая, 17)	57		36	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
285	ТК3 – ТК6	108		124	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
286	ТК6 – ЦСДК	57		80	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
287	ТК6 – ТК8	89		18	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
288	ТК8 – Дом детского творчества	32		6	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
289	ТК8 – Детский сад №2	65		48	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
290	ТК1 – ТК12	159		320	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	П – образный компенсатор
291	ТК12 – ТК13	89		82	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
292	ТК13 – Общежитие (ул. Парковая, 45А)	89		55	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
293	ТК13 – магазин	32	26	Подземная, канальная	стекловолокно, рубероид	-		

294	TK12 – TK14	159	1995	85	Подземная, канальная	2,18	стекловолокно, рубероид	-
295	TK14 – TK15	108		42	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
296	TK15 – Детский сад №1	65		12	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
297	TK15 – ж/д (ул. Гвардеская, 15)	65		11	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
298	ж/д (ул. Гвардеская, 15) - ж/д (ул. Гвардеская, 17)	89		68	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
299	TK14 – TK16	125		72	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
300	TK16 - ж/д (ул. Гвардеская, 12)	40		20	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
301	TK16 – TK17	125		36	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
302	TK17 - ж/д (ул. Гвардеская, 13)	89		18	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
303	ж/д (ул. Гвардеская, 13) - ж/д (ул. Гвардеская, 11)	57		46	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
304	TK17 – TK18	125		165	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	П- образного исполнения, угол поворота
305	TK18 – Школа	57		12	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
306	Школа – Гараж	57		30	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
307	TK18 – Поссовет	32	136	Надземная	стекловолокно, рубероид	П- образного исполнения, угол поворота		

МО «Старокаксинское»

Котельная №8, д. Ст. Какси

308	Котельная – Т.1	108	1995	16	Надземная	0,27	стекловолокно, рубероид	-
309	Т.1 – Т.2	108		72	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	П- образного исполнения
310	Т.2 – Т.3	108		180	Надземная		стекловолокно, рубероид	П- образного исполнения, угол поворота
311	Т.3 – Детский сад	57		42	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
312	Т.2 – Т.4	108		92	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	П- образного исполнения
313	Т.4 – Мастерская школы	57		18	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
314	Т.4 – Школа	89		12	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
315	Т.1 – ТК1	159		130	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	П- образного исполнения
316	ТК1 – Контора СПК	108		10	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
317	ТК1 – ТК2	159		15	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
318	ТК2 – Столовая СПК	57		8	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
319	ТК2 – ТК3	108		80	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	П- образного исполнения

320	ТКЗ – Т.4	89	1995	62	Надземная	0,27	стекловолокно, рубероид	П- образного исполнения
321	Т.4 – СДК	57		30	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
322	Т.4 – ФАП	40		145	Надземная		стекловолокно, рубероид	П- образного исполнения
<i>МО «Сюгаильское»</i>								
<i>1. Котельная д. Н. Р. Сюгаил</i>								
323	Котельная – Т.1	н/д	1995	н/д	Надземная	0,3305	стекловолокно, рубероид	-
324	Т.1 – Т.2	159		105	Надземная		стекловолокно, рубероид	П- образного исполнения
325	Т.2 – Т.3	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
326	Т.3 – ж/д	32		15	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
327	Т.3 – Т.4	108		95	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
328	Т.4 – администрация	32		50	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
329	Т.4 – Школа	76		20	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
330	Т.4 – Т.5	32		75	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
331	Т.5 – ФАП	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-

332	Т.5 – ИП	25	1995	15	Надземная	0,3305	стекловолокно, рубероид	-
333	Т.1 – Т.6	76		225	Надземная		стекловолокно, рубероид	П- образного исполнения
334	Т.6 – СДК	57		55	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
<i>МО «Черемушкинское»</i>								
<i>Котельная №2 п. Черемушки</i>								
335	Котельная – ФГУ СИ – 18/3	159	1995	28	Надземная	1,74	стекловолокно, рубероид	-
336	Котельная – склад ФГУ	57		15	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
337	Котельная – Т.1	159		166	Надземная		стекловолокно, рубероид	П- образного исполнения
338	Т.1 – Т.2	159		18	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
339	Т.2 – ж/д 11	65		22	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
340	Т.1 – Т.3	108		35	Подземная (бесканальная)		стекловолокно, рубероид	-
341	Т.3 – ТК1	108		8	Подземная (бесканальная)		стекловолокно, рубероид	-
342	ТК1 – ж/д 2	57		3	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
343	ТК1 – Т.4	108		32	Надземная		стекловолокно, рубероид	-

344	Т.4 – ж/д 3	57	1995	14	Подземная (бесканальная)	1,74	стекловолокно, рубероид	-
345	Т.4 - ж/д 9	57		10	Подземная (бесканальная)		стекловолокно, рубероид	-
345	ж/д 9 – ж/д 10	25		35	Подземная (канальная)		стекловолокно, рубероид	-
346	Т.3 – Т.5	65		18	Подземная (бесканальная)		стекловолокно, рубероид	-
347	Т.5 – ж/д 1	57		5	Подземная (бесканальная)		стекловолокно, рубероид	-
348	Т.5 – ж/д 1	57		42	Подземная (бесканальная)		стекловолокно, рубероид	-
<i>Котельная п. Черемушки (Льнозавод)</i>								
349	ТКУ – Т.1	159	1995	296	Надземная	0,82	стекловолокно, рубероид	П- образного исполнения, угол поворота
350	Т.1 – Т.2	108		54	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
351	Т.2 – ж/д 2	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
352	Т.2 -ж/д 4	н/д		н/д	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
353	Т.1 – Т.3	159		38	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
354	Т.3 – ж/д 3	32		10	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
355	Т.3 – Т.4	159		40	Надземная		стекловолокно, рубероид	-

356	Т.4 - ж/д 16	89	1995	36	Надземная	0,82	стекловолокно, рубероид	-
357	Т.4 – Т.5	159		26	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
358	Т.5 - ж/д 5	57		8	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
359	Т.5 – Т.6	159		24	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
360	Т.6 – ж/д 6	57		65	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
361	Т.6 – Т.7	159		28	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
362	Т.7 – ж/д 7	57		6	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
363	Т.7 – Т.8	159		26	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
364	Т.8 – ж/д 9	57		6	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
365	Т.8 – Т.9	159		35	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
366	Т.9 – ж/д 11	57		6	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
367	Т.9 – Т.15	159		18	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
368	Т.15 – ж/д 8	89		65	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
369	Т.15 – Т.10	159		38	Надземная		стекловолокно, рубероид	-

370	Т.10 – ж/д	25	1995	25	Надземная	0,82	стекловолокно, рубероид	-
371	Т.10 - Т.11	159		42	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
372	Т.11 – Школа	89		190	Надземная		стекловолокно, рубероид	П- образного исполнения, угол поворота
373	Т.11 – Т.12	108		180	Надземная		стекловолокно, рубероид	П – образного исполнения
374	Т.12 – Т.13	89		16	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
375	Т.13 – СДК	89		30	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
376	Т.12 – Т.14	65		30	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
377	Т.14 – Детский сад	57		3	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
378	Т.14 – ж/д 1	57		110	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
<i>Котельная №13 п. Керамик</i>								
379	Котельная – Т.1	159	1995	24	Надземная	0,21	стекловолокно, рубероид	Угол поворота
380	Т.1 – Т.2	108		32	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота
381	Т.2 – ж/д ул. Лесная 1	89		15	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
382	Т.1 – Т.3	108		38	Надземная		стекловолокно, рубероид	-

383	Т.3 – ж/д ул. Лесная, 9	57	1995	16	Надземная	0,21	стекловолокно, рубероид	-
384	Т.3 – Т.4	108		52	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
385	Т.4 – ж/д Лесная 9 пристрой	57		8	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
386	Т.4 – Т.5	108		25	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
387	Т.5 – Т.6	108		23	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
388	Т.6 – Детский сад	108		10	Подземная, канальная		стекловолокно, рубероид	-
389	Т.5 – Т.	57		32	Надземная		стекловолокно, рубероид	-
390	Т. – ж/д ул. Кирпичная, 20	25		48	Надземная		стекловолокно, рубероид	Угол поворота

1.3.4. описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Регулирующая арматура на тепловых сетях – вентили, задвижки

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

Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов представлено в таблице 45.

Таблица 45.

Номер тепловой камеры		Внутренние размеры				Толщина стенки, мм	Материал стенки (ж/б-железобетон, к- кирпич), мм	Наличие неподвижных опор	Наличие гидроизоляции	Конструкция перекрытия	Задвижки (вентиль)				Шаровые краны (дисковые затворы)			компенсаторы	дренажная	воздушники	насосы	перемычка	
											Условный диаметр, мм	Количество, шт.			Условный диаметр, мм	Количество, шт.							
Высота, м	Длина, м	Ширина, м	Диаметр, м	Чугунных	С ручным приводом	С электроприводом	С гидроприводом	С ручным приводом	С электроприводом	С гидроприводом		Условный диаметр, мм	Количество, шт.	Условный диаметр, мм		Количество, шт.	Условный диаметр, мм	Количество, шт.	Условный диаметр, мм.	Вид запорного органа	примечание		
МО «Александровское»																							
Котельная с. Александрово																							
ТК1	П	-	-	-	-	125	ж/б	-	-	ж/б плита перекрытия	89	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Котельная д. Ст. Юбери																							
ТК1	П	-	-	-	-	125	ж/б	-	-	ж/б плита перекрытия	108	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
МО «Большекибьинское»																							
Котельная №9 с. Большая Кибья																							

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

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

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

Отпуск тепловой энергии от котельных Можгинского муниципального района осуществляется по температурным графикам 95/55, 95/50, 95/70, 95/60°C. Регулирование отпуска тепловой энергии качественное по отопительному графику.

Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого энергоистоника в системе теплоснабжения, в соответствии с действующим законодательством, разрабатывается в процессе проведения энергетического обследования энергоистоника, 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 Можгинского муниципального района.

1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

Разработка гидравлического режима для системы теплоснабжения Можгинского муниципального округа проводится эксплуатирующими организациями 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 муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики» 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 муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики 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, перекладок 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/см².

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 муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики» 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

По предоставленным данным от Администрации муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики» сведения о нормативах технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя отсутствует.

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, м³, определяются по формуле:

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

где, a - норма среднегодовой утечки теплоносителя, м³/чм³, 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, м³;

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

$m_{\text{ут.год.н}}$ - среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м³/чм³.

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, м³, 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, м³;

$n_{\text{от}}$ 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 кгс/м² 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, предусматриваемыми такой слив, определяются конструкцией указанных приборов и технологией обеспечения нормального функционирования тепловых сетей и оборудования.

Значения годовых потерь теплоносителя в результате слива, m^3 , определяются из формулы:

$$G_{a,n} = \sum_{1}^k mNn_{\text{год авт.}}, \quad (3)$$

где m - технически обоснованный расход теплоносителя, сливаемого каждым из действующих приборов автоматики или защиты одного , $m^3/ч$;

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, $G_{\text{кал}}$, обусловленных потерями теплоносителя, производится по формуле:

$$Q_{y,n} = m_{y,\text{год}} \rho_{\text{год}} c [b\tau_{1,\text{год}} + (1-b)\tau_{2,\text{год}} - \tau_{x,\text{год}}] n_{\text{год}} 10^{-6}, \quad (8)$$

где $\rho_{\text{год}}$ - 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);

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

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

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

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 $\tau_{1\text{год}}$ и обратных $\tau_{2\text{год}}$ трубопроводах тепловой сети, $^{\circ}\text{C}$, можно определить по формулам:

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

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

где τ_{1i} и τ_{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, $^{\circ}\text{C}$.

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

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

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

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

где $V_{\text{тр.з}}$ - емкость заполняемых трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организации, м³;

$\rho_{\text{зап}}$ - плотность воды, используемой для заполнения, кг/м³;

$\tau_{\text{зап}}$ - температура воды, используемой для заполнения, °С;

τ_x - температура исходной воды, подаваемой на источник тепловой энергии в период заполнения, °С.

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

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

где $G_{\text{ан}}$ - годовые потери теплоносителя в результате слива, м³;

$\rho_{\text{сл}}$ - среднегодовая плотность теплоносителя в зависимости от места установки автоматических приборов, кг/м³;

$\tau_{\text{сл}}$ и τ_x - температура сливаемого теплоносителя и исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения в период слива, °С.

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 τ_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 конденсат проводов 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 (теплового 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;

β - 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_n определяются по формуле:

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

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 (τ_{2i}) i -го участка магистрали определяется по формуле:

$$\tau_{2i} = t_0^{\text{ср.г}} + (\tau_{1i} - t_0^{\text{ср.г}}) \cdot e^{\frac{-L_i \cdot \beta}{R_i \cdot G_i \cdot 10^3 \cdot c}}, \quad (17)$$

где $t_0^{\text{ср.г}}$ - среднегодовая температура окружающей среды (наружный воздух - для надземной прокладки, грунт - для подземной), °С;

τ_{1i} - температура пара в начале i -го участка, °С;

β - коэффициент местных тепловых потерь;

R_i - суммарное термическое сопротивление i -го участка, $(\text{м} \cdot \text{ч} \cdot \text{°С}) / \text{ккал}$, 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 $\tau_{\text{ср.}i} = \tau_{1i} - 30^\circ\text{С}$) на i -ом участке, $\text{ккал} / (\text{кг} \cdot \text{°С})$.

После вычисления τ_{2i} уточняется удельная изобарная теплоемкость пара c_i (при

температуре $\tau_{\text{ср.}i} = \frac{\tau_{1i} + \tau_{2i}}{2}$ и среднем давлении $p_{\text{ср.}i} = \frac{p_{1i} + p_{2i}}{2}$) 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:

$$P_{2i} = P_{1i} \cdot \sqrt[3]{1 - \frac{2R_{1i} \cdot (1 + \alpha_i) \cdot (\tau_{cp,i} + 273,15)}{P_{1i} \cdot (\tau_{1i} + 273,15) \cdot 10^4} \cdot L_i}, \quad (18)$$

где P_{1i} - абсолютное давление пара в начале i -го участка, $\text{кгс}/\text{см}^2$;

L_i - длина i -го участка паропровода, м;

R_{1i} - удельное линейное падение давления i -го участка, $\text{кг}/\text{м}^2 \cdot \text{м}$;

α_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, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$d_{вн,i}$ - 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_{cp} в паропровode, $\text{кгс}/\text{см}^2$, определяется по формуле:

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

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, $\text{кгс}/\text{см}^2$;

$n_{год}$ - продолжительность функционирования каждого паропровода в течение года, ч;

k - количество паропроводов паровой сети, шт.

средняя температура пара $t_{п}^{cp}$, $^\circ\text{C}$, определяется по формуле:

$$t_{\text{н}}^{\text{сп}} = \left[\sum_i^k (t_{\text{н}} - t_{\text{к}}) n_{\text{const}} / 2 \right] / n_{\text{год}}, \quad (22)$$

где $t_{\text{н}}$ и $t_{\text{к}}$ - 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 конденсаторов, 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 и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года не предоставлены.

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

По предоставленным данным от Администрации муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики» 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

Системы теплоснабжения Можгинского муниципального района закрытые, двухтрубные, Четырехтрубные, зависимые (одноконтурные). Тепловые сети от котельной до потребителя проложены стальными трубами диаметром от 50 до 250 мм, способ прокладки - наземный на опорах и подземный канальный/бесканальный. 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 Можгинского муниципального района 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.

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 муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики» 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.



***СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МОЖГИНСКОГО РАЙОНА УДМУРТСКОЙ
РЕСПУБЛИКИ
НА ПЕРИОД С 2023 ДО 2033 ГОДА***

ЧАСТЬ № 2 ТОМ № 2

Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения
Муниципального образования «Муниципальный округ
Можгинский район Удмуртской Республики»

2023 г

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ «МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ МОЖГИНСКИЙ
РАЙОН УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ»
НА ПЕРИОД С 2023 ДО 2033 ГОДА**

ТОМ № 2 ЧАСТЬ № 2

Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения
Муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский
район Удмуртской Республики»

1.4. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии

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

Описание существующих зон действия источников тепловой энергии на территории Можгинского района представлено в Части 1 «Функциональная структура теплоснабжения».

**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 4б.

Таблица 46.

Элемент территориально го деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м ³ /ч							
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная	
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления
МО Александровское																	
котельная № 6 д. Ст. Юбери	2022	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	2,0	0,0
	2023	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	2,0	0,0
	2024	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	2,0	0,0
	2025	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	2,0	0,0
	2026	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	2,0	0,0
	2027 - 2029	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	2,0	0,0
	2030 - 2033	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	2,0	0,0
Котельная № 7 с. Александрово	2022	0,31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,31	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0
	2023	0,31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,31	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0
	2024	0,31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,31	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0
	2025	0,31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,31	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0
	2026	0,31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,31	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0
	2027 - 2029	0,31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,31	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0

	2026	0,11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,11	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0
	2027 - 2029	0,11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,11	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0
	2030 - 2033	0,11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,11	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0
котельная с. Большая Уча	2022	2,291	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,291	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0
	2023	2,291	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,291	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0
	2024	2,291	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,291	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0
	2025	2,291	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,291	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0
	2026	2,291	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,291	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0
	2027 - 2029	2,291	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,291	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0
	2030 - 2033	2,291	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,291	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0
Котельная «школа-интернат»	2022	0,315	0,0	0,0	0,0	0,081	0,0	0,396	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,002	0,0
	2023	0,315	0,0	0,0	0,0	0,081	0,0	0,396	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,002	0,0
	2024	0,315	0,0	0,0	0,0	0,081	0,0	0,396	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,002	0,0

	2025	0,315	0,0	0,0	0,0	0,081	0,0	0,396	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,002	0,0
	2026	0,315	0,0	0,0	0,0	0,081	0,0	0,396	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,002	0,0
	2027 - 2029	0,315	0,0	0,0	0,0	0,081	0,0	0,396	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,002	0,0
	2030 - 2033	0,315	0,0	0,0	0,0	0,081	0,0	0,396	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,002	0,0
Котельная д. Ломеслуд	2022	0,197	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,197	0,0	0,006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,0
	2023	0,197	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,197	0,0	0,006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,0
	2024	0,197	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,197	0,0	0,006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,0
	2025	0,197	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,197	0,0	0,006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,0
	2026	0,197	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,197	0,0	0,006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,0
	2027 - 2029	0,197	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,197	0,0	0,006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,0
	2030 - 2033	0,197	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,197	0,0	0,006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,0
МО «Горнякское»																	
Котельная №2, с. Черемушки	2022	0,7372	0,0	0,0	0,0	0,1374	0,0	0,8746	0,0	0,038	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,038	0,0
	2023	0,7372	0,0	0,0	0,0	0,1374	0,0	0,8746	0,0	0,038	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,038	0,0

	2024	0,7372	0,0	0,0	0,0	0,1374	0,0	0,8746	0,0	0,038	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,038	0,0
	2025	0,7372	0,0	0,0	0,0	0,1374	0,0	0,8746	0,0	0,038	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,038	0,0
	2026	0,7372	0,0	0,0	0,0	0,1374	0,0	0,8746	0,0	0,038	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,038	0,0
	2027 - 2029	0,7372	0,0	0,0	0,0	0,1374	0,0	0,8746	0,0	0,038	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,038	0,0
	2030 - 2033	0,7372	0,0	0,0	0,0	0,1374	0,0	0,8746	0,0	0,038	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,038	0,0
Котельная №3, с. Черемушки (Льнозавод)	2022	0,6169	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6169	0,0	0,066	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,066	0,0
	2023	0,6169	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6169	0,0	0,066	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,066	0,0
	2024	0,6169	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6169	0,0	0,066	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,066	0,0
	2025	0,6169	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6169	0,0	0,066	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,066	0,0
	2026	0,6169	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6169	0,0	0,066	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,066	0,0
	2027 - 2029	0,6169	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6169	0,0	0,066	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,066	0,0
	2030 - 2033	0,6169	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6169	0,0	0,066	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,066	0,0
Котельная №10, с. Горняк	2022	0,3450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3450	0,0	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,016	0,0
	2023	0,3450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3450	0,0	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,016	0,0

	2024	0,3450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3450	0,0	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,016	0,0
	2025	0,3450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3450	0,0	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,016	0,0
	2026	0,3450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3450	0,0	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,016	0,0
	2027 - 2029	0,3450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3450	0,0	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,016	0,0
	2030 - 2033	0,3450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3450	0,0	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,016	0,0
Котельная №13, ст. Керамик	2022	0,4040	0,0	0,0	0,0	0,0453	0,0	0,4493	0,0	0,0225	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,0225	0,0
	2023	0,4040	0,0	0,0	0,0	0,0453	0,0	0,4493	0,0	0,0225	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,0225	0,0
	2024	0,4040	0,0	0,0	0,0	0,0453	0,0	0,4493	0,0	0,0225	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,0225	0,0
	2025	0,4040	0,0	0,0	0,0	0,0453	0,0	0,4493	0,0	0,0225	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,0225	0,0
	2026	0,4040	0,0	0,0	0,0	0,0453	0,0	0,4493	0,0	0,0225	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,0225	0,0
	2027 - 2029	0,4040	0,0	0,0	0,0	0,0453	0,0	0,4493	0,0	0,0225	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,0225	0,0
	2030 - 2033	0,4040	0,0	0,0	0,0	0,0453	0,0	0,4493	0,0	0,0225	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,0225	0,0
Котельная д. Ст. Березняк	2022	0,2594	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2594	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0

	2023	0,2594	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2594	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0
	2024	0,2594	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2594	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0
	2025	0,2594	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2594	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0
	2026	0,2594	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2594	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0
	2027 - 2029	0,2594	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2594	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0
	2030 - 2033	0,2594	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2594	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0
Котельная д. Н. Вишур	2022	0,1897	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1897	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2023	0,1897	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1897	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2024	0,1897	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1897	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2025	0,1897	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1897	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2026	0,1897	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1897	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2027 - 2029	0,1897	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1897	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2030 - 2033	0,1897	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1897	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0

МО «Люгинское»

Котельная № 12 ст.Люга	2022	1,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,03	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
	2023	1,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,03	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
	2024	1,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,03	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
	2025	1,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,03	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
	2026	1,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,03	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
	2027 - 2029	1,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,03	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
	2030 - 2033	1,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,03	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
МО Маловоложикьинское																	
Котельная № 6 с.М.Воложикья	2022	0,296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	0,0	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0
	2023	0,296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	0,0	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0
	2024	0,296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	0,0	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0
	2025	0,296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	0,0	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0
	2026	0,296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	0,0	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0
	2027 - 2029	0,296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	0,0	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0

	2030 - 2033	0,296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	0,0	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0
МО Мельниковское																		
Котельная д.Мельниково	2022	0,292	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2023	0,292	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2024	0,292	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2025	0,292	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2026	0,292	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2027 - 2029	0,292	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2030 - 2033	0,292	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
Котельная с.Р.Пычас	2022	0,271	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,271	0,0	0,003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,0
	2023	0,271	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,271	0,0	0,003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,0
	2024	0,271	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,271	0,0	0,003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,0
	2025	0,271	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,271	0,0	0,003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,0
	2026	0,271	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,271	0,0	0,003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,0
	2027 - 2029	0,271	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,271	0,0	0,003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,0

	2030 - 2033	0,271	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,271	0,0	0,003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,0
МО «Можгинское»																	
Котельная № 5, с. Можга	2022	0,688	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,688	0,0	0,0330	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0330	0,0
	2023	0,688	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,688	0,0	0,0330	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0330	0,0
	2024	0,688	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,688	0,0	0,0330	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0330	0,0
	2025	0,688	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,688	0,0	0,0330	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0330	0,0
	2026	0,688	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,688	0,0	0,0330	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0330	0,0
	2027 - 2029	0,688	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,688	0,0	0,0330	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0330	0,0
	2030 - 2033	0,688	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,688	0,0	0,0330	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0330	0,0
МО «Нынекское»																	
Котельная с.Нынек	2022	0,382	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,382	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
	2023	0,382	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,382	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
	2024	0,382	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,382	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
	2025	0,382	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,382	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0

	2024	2,18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,18	0,0	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03	0,0
	2025	2,18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,18	0,0	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03	0,0
	2026	2,18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,18	0,0	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03	0,0
	2027 - 2029	2,18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,18	0,0	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03	0,0
	2030 - 2033	2,18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,18	0,0	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,03	0,0

МО «Старокаксинское»

котельная № 8 д.Ст.Какси	2022	0,321	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,321	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2023	0,321	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,321	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2024	0,321	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,321	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,321	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,321	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,321	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,321	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027 - 2029	0,321	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,321	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2030 - 2033	0,321	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,321	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

МО «Сюгаильское»

котельная д.Н.Р.Сюгаил	2022	0,3305	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3305	0,0	0,012	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,012	0,0
	2023	0,3305	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3305	0,0	0,012	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,012	0,0
	2024	0,3305	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3305	0,0	0,012	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,012	0,0
	2025	0,3305	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3305	0,0	0,012	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,012	0,0
	2026	0,3305	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3305	0,0	0,012	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,012	0,0
	2027 - 2029	0,3305	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3305	0,0	0,012	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,012	0,0
	2030 - 2033	0,3305	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3305	0,0	0,012	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,012	0,0
котельная ст.Сардан	2022	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2023	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2024	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027 - 2029	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2030 - 2033	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

МО «Черемушкинское»

котельная № 2 с.Черемушки	2022	1,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,74	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2023	1,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,74	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2024	1,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,74	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	1,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,74	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	1,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,74	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027 - 2029	1,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,74	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2030 - 2033	1,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,74	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная № 3 Льнозавод	2022	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2023	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2024	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027 - 2029	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

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 п. 15 ст. 14 Федерального закона от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «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 разработке схемы теплоснабжения были использованы данные о территориальном делении, установленные в утвержденной схеме территориального планирования Можгинского муниципального района. 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 не предоставлены.

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 Можгинского муниципального района представлены в таблице 41 Тома № 1 Схемы теплоснабжения. Расчетная температура наружного воздуха для населенных пунктов сельского поселения согласно СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» равна - 34°C.

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.

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 47.

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 47.

Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,284	0,284	0,284	0,284	0,284	0,284	0,284
Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+0,03	+0,03	+0,03	+0,03	+0,03	+0,03	+0,03
МО Маловолокжикьинское»							
Котельная №6 с. М. Волокжикья							
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2,870	2,870	2,870	2,870	2,870	2,870	2,870
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	2,727	2,727	2,727	2,727	2,727	2,727	2,727
Технические ограничения на использование	Режимная наладка горелочных устройств						
Потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/ч	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, млн.	0,00010	0,00010	0,00011	0,00011	0,00012	0,00013	0,00013
Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто,	2,810	2,810	2,810	2,810	2,810	2,810	2,810
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145	1,145
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052
Затраты теплоносителя на компенсацию тепловых потерь, млн. руб.	0,00008	0,00009	0,00010	0,00010	0,00011	0,00011	0,00011
Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	1,198	1,198	1,198	1,198	1,198	1,198	1,198
Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+1,611	+1,611	+1,611	+1,611	+1,611	+1,611	+1,611
МО «Мельниковское»							
Котельная д. Мельниково							
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Технические ограничения на использование	Режимная наладка горелочных устройств						

Затраты теплоносителя на компенсацию тепловых потерь, млн. руб.	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035
Дефицит (резерв)тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+0,005	+0,005	+0,005	+0,005	+0,010	+0,010	+0,010
Котельная д. Комяк							
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
Технические ограничения на использование	Режимная наладка горелочных устройств						
Потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, млн.	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Затраты теплоносителя на компенсацию тепловых потерь, млн. руб.	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035
Дефицит (резерв)тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
МО «Пазяльское»							
Котельная №4 д. Пазял							
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023
Технические ограничения на использование	Режимная наладка горелочных устройств						

Потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, млн.	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто,	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Затраты теплоносителя на компенсацию тепловых потерь, млн. руб.	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
Дефицит (резерв)тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+0,012	+0,012	+0,012	+0,012	+0,012	+0,012	+0,012
МО «Пычасское»							
Котельная №1 с. Пычас							
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	13,500	13,500	13,500	11,300	11,300	11,300	11,300
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	12,675	12,675	12,675	10,609	10,609	10,609	10,609
Технические ограничения на использование	Режимная наладка горелочных устройств						
Потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/ч	0,284	0,284	0,284	0,237	0,237	0,237	0,237
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, млн.	0,00038	0,00040	0,00042	0,00037	0,00040	0,00042	0,00042
Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто,	13,217	13,217	13,217	11,063	11,063	11,063	11,063
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	3,718	3,718	3,718	3,718	3,718	3,718	3,718
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	0,0060	0,0060	0,0060	0,0060	0,0060	0,0060	0,0060
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	0,334	0,334	0,334	0,334	0,334	0,334	0,334
Затраты теплоносителя на компенсацию тепловых потерь, млн. руб.	0,00045	0,00048	0,00051	0,00054	0,00057	0,00060	0,00060

Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	4,058	4,058	4,058	4,058	4,058	4,058	4,058
Дефицит (резерв)тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+9,158	+9,158	+9,158	+7,005	+7,005	+7,005	+7,005
МО «Старокаксинское»							
котельная №8 д. Старые Какси							
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240
Технические ограничения на использование	Режимная наладка горелочных устройств						
Потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, млн.	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001
Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч	0,253	0,253	0,253	0,253	0,253	0,253	0,253
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Затраты теплоносителя на компенсацию тепловых потерь, млн. руб.	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001
Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132
Дефицит (резерв)тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121
МО «Сюгаильское»							
Котельная д. Новый Русский Сюгаил							
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	0,774	0,774	0,774	0,774	0,774	0,774	0,774
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	0,735	0,735	0,735	0,735	0,735	0,735	0,735
Технические ограничения на использование	Режимная наладка горелочных устройств						

Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+0,099	+0,099	+0,099	+0,099	+0,099	+0,099	+0,099
МО «Черемушкинское»							
Котельная №2 с Черемушки							
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Технические ограничения на использование	Режимная наладка горелочных устройств						
Потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, млн. руб.	0,0424	0,0424	0,0424	0,0424	0,0424	0,0424	0,0424
Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто,	1,1276	1,1276	1,1276	1,1276	1,1276	1,1276	1,1276
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	0,00005	0,00005	0,00005	0,00005	0,00005	0,00005	0,00005
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	0,0654	0,0654	0,0654	0,0654	0,0654	0,0654	0,0654
Затраты теплоносителя на компенсацию тепловых потерь, млн. руб.	0,665753	0,665753	0,665753	0,665753	0,665753	0,665753	0,665753
Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,36045	0,36045	0,36045	0,36045	0,36045	0,36045	0,36045
Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+0,76715	+0,76715	+0,76715	+0,76715	+0,76715	+0,76715	+0,76715
Котельная №3 с Черемушки							
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
Технические ограничения на использование	Режимная наладка горелочных устройств						

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 48.

Таблица 48.

<i>Наименование котельной</i>	<i>Установленная Производит. Котельной, Гкал/ч</i>	<i>Расчетная подключенная нагрузка, Гкал/ч</i>	<i>Резерв (+), Дефицит (-) мощности, %</i>
МО «Александровское»			
Котельная №6 д. Ст. Юбери	0,138	0,124	+0,0129
Котельная №7 с. Александрово	0,86	0,321	+0,1792
МО «Большекибынское»			
Котельная №9 д. Б. Кибья	0,602	0,0996	+0,1714
МО «Большепудгинское»			
Котельная № 7 с.Б.Пудга	0,25	0,181	+0,068
Котельная №5 д.М.Сюга	1,72	0,871	+0,841
МО «Большесибинское»			
Котельная №11 д. Б. Сибы	0,172	0,1701	+0,0019
МО «Большеучинское»			
Котельная №1 с. Б. Уча	3,23	1,3071	+1,9229
Котельная №3 д. Ломеслуд	0,34	0,1892	+0,1508
МО «Горнякское»			
Котельная №10 с. Горняк	0,7	0,133	+0,567
МО «Кватчинское»			
Котельная д. Н. Вишур	0,172	0,0618	+0,1102
Котельная д. С. Березняк	0,7	0, 49	+0,21
МО «Люгинское»			
котельная №12 ст. Люга	1,62	1,284	+0,336
МО Маловоложжикьинское»			
Котельная №6 с. М. Воложжикья	0,69	0,298	+0,392
МО «Мельниковское»			
Котельная д. Мельниково	0,258	0,222	+0,036
Котельная д. Р. Пычас	0,7	0, 349	+0,351
МО «Можгинское»			

Котельная №5 с. Можга	1,29	0,3272	+0,9628
МО «Нынекское»			
Котельная №10 д. Нынек	0,69	0,484	+0,206
МО «Нышенское»			
Котельная д. Ныша	2,4	1,35	+1,05
Котельная д. Комяк	0,69	0,35	+0,34
МО «Пазяльское»			
Котельная №4 д. Пазял	0,97	0,54	+0,43
МО «Пычасское»			
Котельная №1 с. Пычас	4,3	4,058	+0,242
МО «Старокаксинское»			
котельная №8 д. Старые Какси	0,86	0,132	+0,728
МО «Сюгаильское»			
Котельная д. Новый Русский Сюгаил	0,69	0,321	+0,369
Котельная ст. Сардан	3,23	2,153	+1,077
МО «Черемушкинское»			
Котельная №2 с Черемушки	2,16	0,36045	+1,79955
Котельная №3 с. Черемушки	1,29	0,36045	+0,92955
Котельная №13 ст Керамик	1,08	0,36045	+0,71955

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 к Схеме

теплоснабжения 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 Можгинского муниципального района на источнике 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 котельных Можгинского муниципального района 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.

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 тепловых сетей Можгинского муниципального района представлена в таблице 49.

Таблица 49.

№ п/п	Источник тепловой энергии	Схема теплоснабжения (закрытая, открытая)	Объем системы централизованного теплоснабжения с учетом систем теплоснабжения, м ³	Существующая производительность водоподготовки, м ³ /ч	Нормативная производительность существующей водоподготовки, м ³ /ч	Существующая аварийная подпитка химически необработанной и деаэрированной водой, м ³ /ч	Нормативная существующая аварийная подпитка химически необработанной и деаэрированной водой, м ³ /ч
МО «Александровское»							
1	котельная № 6 д.Ст.Юбери	Закрытая	1,13	н/д	0,0008	н/д	0,0022
2	Котельная № 7 с.Александрово	Закрытая	0,51	н/д	0,0005	н/д	0,0013
МО «Большекибьинское»							
1	Котельная №9 д. Большая Кибья	закрытая	33,31	н/д	0,1412	н/д	0,3765
МО «Большепудгинское»							
1	Котельная №7 с. Б. Пудга	закрытая	20,96	н/д	0,0548	н/д	0,1462
2	Котельная №5 д. М. Сюга	закрытая	0,80	н/д	0,0001	н/д	0,0004
МО «Большесибинское»							
1	Котельная №11 д. Б. Сибы	Закрытая	27,73	н/д	0,0872	н/д	0,2324
МО «Большеучинское»							

1	Котельная №1 с. Большая Уча	Закрытая	12,67	н/д	0,0385	н/д	0,1028
2	Котельная №2 с. Большая Уча	Закрытая	73,43	н/д	0,3131	н/д	0,8350
3	Котельная №3 д. Ломеслуд	Закрытая	5,65	н/д	0,0178	н/д	0,0475
МО «Горнякское»							
1	котельная №10 с. Горняк	Закрытая	30,82	н/д	0,1103	н/д	0,2941
МО «Кватчинское»							
1	Котельная д. Н. Вишур	Закрытая	9,66	н/д	0,0113	н/д	0,0301
2	Котельная д. Ст. Березняк	Закрытая	4,91	н/д	0,0119	н/д	0,0317
МО «Люгинское»							
1	Котельная №12 ст. Люга	Закрытая	47,39	н/д	0,0978	н/д	0,2609
МО «Маловоложикьинское»							
1	Котельная №6 с. М. Воложикья	Закрытая	5,17	н/д	0,0150	н/д	0,0400
МО «Мельниковское»							
1	Котельная д. Мельниково	Закрытая	1,17	н/д	0,0002	н/д	0,0007
МО «Можгинское»							
1	Котельная №5 с. Можга	Закрытая	24,55	н/д	0,0855	н/д	0,2281
МО «Нынекское»							
1	Котельная №10 с. Нынек	Закрытая	156,03	н/д	0,4590	н/д	1,2239
МО «Нышенское»							

1	Котельная д. Ныша	Закрытая	23,71	н/д	0,0892	н/д	0,2378
2	Котельная д. Комяк	Закрытая	12,39	н/д	0,0279	н/д	0,0743
МО «Пазяльское»							
1	Котельная №4 д. Пазял	Закрытая	2,97	н/д	0,0058	н/д	0,0155
МО «Пычасское»							
1	Котельная №1 с. Пычас	закрытая	86,28	н/д	0,0961	н/д	0,2561
МО «Старокаксинское»							
1	Котельная №8 с. С. Какси	закрытая	1,09	н/д	0,0005	н/д	0,0014
МО «Сюгаильское»							
1	Котельная д. Н. Р. Сюгаил	закрытая	1,31	н/д	0,0004	н/д	0,0010
2	Котельная С. Сардан	открытая	0,43	н/д	0,0003	н/д	0,0007
МО «Черемушкинское»							
1	Котельная №2 с. Черемушки	закрытая	4,59	н/д	0,0058	н/д	0,0155
2	Котельная №3 с. Черемушки	закрытая	9,32	н/д	0,0127	н/д	0,0339
3	Котельная №13 ст. Керамик	закрытая	2,38	н/д	0,0010	н/д	0,0026

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, м³, определяются по формуле:

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

где a - норма среднегодовой утечки теплоносителя, м³/чм³, 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;

$V_{год}$ - среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м³;

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

$m_{ут.год.н}$ - среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м³/ч.

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, м³, определяется из выражения:

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

где $V_{от}$ и $V_{л}$ - емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, м³;

$n_{от}$ и $n_{л}$ - 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 кгс/см² 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.

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

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей и в аварийных режимах систем теплоснабжения в существующих и перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источника тепловой энергии Администрацией Можгинского района в полном объеме не предоставлены.

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 котельным Муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики» приведены ниже:

Таблица 50. Виды основного и вспомогательного топлива по котельным Муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики»

<i>Наименование теплоисточника</i>	<i>Вид топлива</i>	
	<i>Основное</i>	<i>Резервное</i>
МО «Александровское»		
котельная № 6 д.Ст.Юбери	Природный газ 8000 ккал/кг	-
Котельная № 7 с.Александрово	Природный газ 8000 ккал/кг	-
МО «Большекибынское»		
Котельная д. Курегово (МДОУ)	Природный газ 8000 ккал/кг	-
МО «Большепудгинское»		
Котельная №7 с. Б. Пудга	Природный газ 8000 ккал/кг	-
Котельная №5 д. М. Сюга	Природный газ 8000 ккал/кг	-

МО «Большесибинское»		
Котельная №11 д. Б. Сибы	Природный газ 8000 ккал/кг	-
МО «Большеучинское»		
Котельная №1 с. Большая Уча	Природный газ 8000 ккал/кг	-
Котельная №2 с. Большая Уча	Природный газ 8000 ккал/кг	-
Котельная №3 д. Ломеслуд	Природный газ 8000 ккал/кг	-
МО «Горнякское»		
котельная №10 с. Горняк	Природный газ 8000 ккал/кг	-
МО «Кватчинское»		
Котельная д. Н. Вишур	Природный газ 8000 ккал/кг	-
Котельная д. Ст. Березняк	Природный газ 8000 ккал/кг	-
МО «Люгинское»		
Котельная №12 ст. Люга	Природный газ 8000 ккал/кг	-
МО «Маловоложикьинское»		
Котельная №6 с. М. Воложикья	Природный газ 8000 ккал/кг	-
МО «Мельниковское»		
Котельная д. Мельниково	Природный газ 8000 ккал/кг	-
МО «Можгинское»		
Котельная №5 с. Можга	Природный газ 8000 ккал/кг	-
МО «Нынекское»		
Котельная №10 с. Нынек	Природный газ 8000 ккал/кг	-
МО «Нышенское»		
Котельная д. Ныша	Природный газ 8000 ккал/кг	-
Котельная д. Комяк	Природный газ 8000 ккал/кг	-
МО «Пазяльское»		
Котельная №4 д. Пазял	Природный газ 8000 ккал/кг	-
МО «Пычасское»		
Котельная №1 с. Пычас	Природный газ 8000 ккал/кг	-

МО «Старокаксинское»		
Котельная №8 с. С. Какси	Природный газ 8000 ккал/кг	-
МО «Сюгаильское»		
Котельная д. Н. Р. Сюгаил	Природный газ 8000 ккал/кг	-
Котельная С. Сардан	Природный газ 8000 ккал/кг	-
МО «Черемушкинское»		
Котельная №2 с. Черемушки	Природный газ 8000 ккал/кг	-
Котельная №3 с. Черемушки	Природный газ 8000 ккал/кг	-
Котельная №13 ст. Керамик	Природный газ 8000 ккал/кг	-

Потребление топлива котельными приведено в таблице 51:

Таблица 51. Потребление топлива котельными Муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский район Удмуртской Республики»

Наименование теплоисточника	Расход топлива на выработку тепла, т.у.т.						
	Всего	в том числе для потребителей					
		Феде рал. собств.	обл. собств.	Собств. Муниципа льного района	собств. городского (сельского) поселения	Население	Прочие
МО «Александровское»							
котельная № 6 д.Ст.Юбери	н/д	-	-	-	н/д	-	-
Котельная № 7 с.Александрово	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Большекибынское»							
Котельная д. Курегово (МДОУ)	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Большепудгинское»							
Котельная №7 с. Б. Пудга	н/д	-	-	-	н/д	-	-
Котельная №5 д. М. Сюга	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Большесибинское»							
Котельная №11 д. Б. Сибы	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Большеучинское»							
Котельная №1 с. Большая Уча	н/д	-	-	-	н/д	-	-

Котельная №2 с. Большая Уча	н/д	-	-	-	н/д	-	-
Котельная №3 д. Ломеслуд	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Горнякское»							
котельная №10 с. Горняк	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Кватчинское»							
Котельная д. Н. Вишур	н/д	-	-	-	н/д	-	-
Котельная д. Ст. Березняк	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Люгинское»							
Котельная №6 с. М. Воложикья	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Мельниковское»							
Котельная д. Мельниково	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Можгинское»							
Котельная №5 с. Можга	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Нынекское»							
Котельная №10 с. Нынек	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Нышенское»							
Котельная д. Ныша	н/д	-	-	-	н/д	-	-
Котельная д. Комяк	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Пазяльское»							
Котельная №4 д. Пазял	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Пычасское»							
Котельная №1 с. Пычас	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Старокаксинское»							
Котельная №8 с. С. Какси	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Сюгаильское»							

Котельная д. Н. Р. Сюгаил	н/д	-	-	-	н/д	-	-
Котельная С. Сардан	н/д	-	-	-	н/д	-	-
МО «Черемушкинское»							
Котельная №2 с. Черемушки	н/д	-	-	-	н/д	-	-
Котельная №3 с. Черемушки	н/д	-	-	-	н/д	-	-
Котельная №13 ст. Керамик	н/д	-	-	-	н/д	-	-

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 в котельных Можгинского муниципального района отсутствует.

1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Некоторая нестабильность показателей калорийности и удельного веса поставляемого природного газа 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 Можгинского муниципального района 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 Можгинского муниципального района аварийных повреждений тепловых сетей не было.

1.9.3. Частота отключений потребителей

За последнее время на территории Можгинского муниципального района 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. Технико-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

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, приведен в таблице 52.

Таблица 52.

Наименование	Котельные Можгинского муниципального района
Суммарная мощность источников теплоснабжения на конец отчетного года, Гкал/ч	44,592
Протяженность тепловых сетей, км.	37,193
Среднегодовая балансовая стоимость производственных мощностей (включая арендованные) источников теплоснабжения, тыс. руб.	н/д
Произведено тепловой энергии за год - всего, Гкал	34311,327
Отпущено тепловой энергии – Всего, Гкал	29264,544

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

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 теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет администрацией Можгинского муниципального района не предоставлены.

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

Тарифы на тепловую энергию регулируются Министерством строительства, жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Удмуртской Республики.

1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения

Подключение к тепловым сетям производится в соответствии с выданными техническими условиями на технологическое подключение собственными силами заявителя, в связи с отсутствием утвержденных тарифов на техприсоединение у собственников на тепловые сети.

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)

На основании выше приведенного анализа можно обозначить следующие основные проблемные места функционирования системы теплоснабжения:

- низкий уровень автоматизации источников тепловой энергии, и как следствие повышенные расходы на оплату труда рабочих и снижение надежности функционирования системы выработки тепловой энергии;
- не проведена гидравлическая наладка тепловых сетей;
- индивидуальные тепловые пункты потребителей от котельной не оборудованы коммерческими приборами учета тепловой энергии;
- толщина тепловой изоляции не соответствует нормам, что обуславливает существенные потери тепловой энергии при транспортировке от источника тепловой энергии.

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;
- невысокие КПД котлоагрегатов и как следствие повышенные удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;
- 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 разрегулированные 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

Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения приведены в таблице 53.

Таблица 53.

Элемент территориального деления	Этапы	Тепловая нагрузка, Гкал/ч								Теплоноситель, м ³ /ч							
		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная		Отопление		Вентиляция		ГВС		Суммарная	
		Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления	Существующее потребление	Прирост потребления
МО Александровское																	
котельная № 6 д. Ст. Юбери	2022	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	2,0	0,0
	2023	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	2,0	0,0
	2024	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	2,0	0,0
	2025	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	2,0	0,0
	2026	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	2,0	0,0
	2027 - 2029	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	2,0	0,0
	2030 - 2033	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,09	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	2,0	0,0
Котельная № 7 с. Александрово	2022	0,31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,31	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0
	2023	0,31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,31	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0
	2024	0,31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,31	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0
	2025	0,31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,31	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0
	2026	0,31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,31	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0
	2027 - 2029	0,31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,31	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0

	2030 - 2033	0,1798	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1798	0,0	0,0042	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0042	0,0
Котельная СДК д. Б. Кибья	2022	0,0564	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0564	0,0	0,0001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0001	0,0
	2023	0,0564	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0564	0,0	0,0001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0001	0,0
	2024	0,0564	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0564	0,0	0,0001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0001	0,0
	2025	0,0564	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0564	0,0	0,0001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0001	0,0
	2026	0,0564	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0564	0,0	0,0001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0001	0,0
	2027 - 2029	0,0564	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0564	0,0	0,0001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0001	0,0
	2030 - 2033	0,0564	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0564	0,0	0,0001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0001	0,0
Котельная СДК д. В. Юри	2022	0,0966	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0966	0,0	0,0038	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0038	0,0
	2023	0,0966	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0966	0,0	0,0038	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0038	0,0
	2024	0,0966	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0966	0,0	0,0038	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0038	0,0
	2025	0,0966	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0966	0,0	0,0038	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0038	0,0
	2026	0,0966	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0966	0,0	0,0038	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0038	0,0

	2027 - 2029	0,0966	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0966	0,0	0,0038	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0038	0,0
	2030 - 2033	0,0966	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0966	0,0	0,0038	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0038	0,0
Котельная школы д. В. Юри	2022	0,1948	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1948	0,0	0,0042	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0042	0,0
	2023	0,1948	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1948	0,0	0,0042	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0042	0,0
	2024	0,1948	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1948	0,0	0,0042	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0042	0,0
	2025	0,1948	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1948	0,0	0,0042	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0042	0,0
	2026	0,1948	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1948	0,0	0,0042	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0042	0,0
	2027 - 2029	0,1948	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1948	0,0	0,0042	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0042	0,0
	2030 - 2033	0,1948	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1948	0,0	0,0042	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0042	0,0
МО «Большепудгинское»																	
Котельная Большая д. Пудга Школа	2022	0,1080	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1080	0,0	0,0059	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0059	0,0
	2023	0,1080	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1080	0,0	0,0059	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0059	0,0
	2024	0,1080	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1080	0,0	0,0059	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0059	0,0
	2025	0,1080	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1080	0,0	0,0059	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0059	0,0

	2026	0,1080	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1080	0,0	0,0059	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0059	0,0
	2027 - 2029	0,1080	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1080	0,0	0,0059	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0059	0,0
	2030 - 2033	0,1080	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1080	0,0	0,0059	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0059	0,0
Котельная №5 Малая Сюга	2022	0,476	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,476	0,0	0,0243	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0243	0,0
	2023	0,476	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,476	0,0	0,0243	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0243	0,0
	2024	0,476	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,476	0,0	0,0243	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0243	0,0
	2025	0,476	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,476	0,0	0,0243	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0243	0,0
	2026	0,476	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,476	0,0	0,0243	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0243	0,0
	2027 - 2029	0,476	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,476	0,0	0,0243	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0243	0,0
	2030 - 2033	0,476	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,476	0,0	0,0243	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0243	0,0
Котельная № 12 ст. Люга	2022	0,5625	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5625	0,0	0,0726	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0726	0,0
	2023	0,5625	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5625	0,0	0,0726	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0726	0,0
	2024	0,5625	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5625	0,0	0,0726	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0726	0,0

	2025	0,5625	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5625	0,0	0,0726	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0726	0,0
	2026	0,5625	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5625	0,0	0,0726	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0726	0,0
	2027 - 2029	0,5625	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5625	0,0	0,0726	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0726	0,0
	2030 - 2033	0,5625	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5625	0,0	0,0726	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0726	0,0
Котельная Большая Пудга СДК	2022	0,053	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,053	0,0	0,0003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0003	0,0
	2023	0,053	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,053	0,0	0,0003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0003	0,0
	2024	0,053	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,053	0,0	0,0003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0003	0,0
	2025	0,053	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,053	0,0	0,0003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0003	0,0
	2026	0,053	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,053	0,0	0,0003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0003	0,0
	2027 - 2029	0,053	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,053	0,0	0,0003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0003	0,0
	2030 - 2033	0,053	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,053	0,0	0,0003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0003	0,0
	МО Большесибирское																	
Котельная № 11 д. Б. Сибы	2022	0,11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,11	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0
	2023	0,11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,11	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0

	2024	0,11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,11	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0
	2025	0,11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,11	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0
	2026	0,11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,11	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0
	2027 - 2029	0,11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,11	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0
	2030 - 2033	0,11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,11	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,002	0,0
котельная с. Большая Уча	2022	2,291	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,291	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0
	2023	2,291	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,291	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0
	2024	2,291	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,291	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0
	2025	2,291	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,291	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0
	2026	2,291	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,291	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0
	2027 - 2029	2,291	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,291	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0
	2030 - 2033	2,291	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,291	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0
Котельная	2022	0,315	0,0	0,0	0,0	0,081	0,0	0,396	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,002	0,0

«школа-интернат»	2023	0,315	0,0	0,0	0,0	0,081	0,0	0,396	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,002	0,0
	2024	0,315	0,0	0,0	0,0	0,081	0,0	0,396	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,002	0,0
	2025	0,315	0,0	0,0	0,0	0,081	0,0	0,396	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,002	0,0
	2026	0,315	0,0	0,0	0,0	0,081	0,0	0,396	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,002	0,0
	2027 - 2029	0,315	0,0	0,0	0,0	0,081	0,0	0,396	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,002	0,0
	2030 - 2033	0,315	0,0	0,0	0,0	0,081	0,0	0,396	0,0	0,002	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,002	0,0
Котельная д. Ломеслуд	2022	0,197	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,197	0,0	0,006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,0
	2023	0,197	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,197	0,0	0,006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,0
	2024	0,197	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,197	0,0	0,006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,0
	2025	0,197	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,197	0,0	0,006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,0
	2026	0,197	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,197	0,0	0,006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,0
	2027 - 2029	0,197	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,197	0,0	0,006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,0
	2030 - 2033	0,197	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,197	0,0	0,006	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,0

МО «Горнякское»

Котельная №2, с. Черемушки	2022	0,7372	0,0	0,0	0,0	0,1374	0,0	0,8746	0,0	0,038	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,038	0,0
	2023	0,7372	0,0	0,0	0,0	0,1374	0,0	0,8746	0,0	0,038	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,038	0,0
	2024	0,7372	0,0	0,0	0,0	0,1374	0,0	0,8746	0,0	0,038	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,038	0,0
	2025	0,7372	0,0	0,0	0,0	0,1374	0,0	0,8746	0,0	0,038	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,038	0,0
	2026	0,7372	0,0	0,0	0,0	0,1374	0,0	0,8746	0,0	0,038	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,038	0,0
	2027 - 2029	0,7372	0,0	0,0	0,0	0,1374	0,0	0,8746	0,0	0,038	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,038	0,0
	2030 - 2033	0,7372	0,0	0,0	0,0	0,1374	0,0	0,8746	0,0	0,038	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,038	0,0
Котельная №3, с. Черемушки (Льнозавод)	2022	0,6169	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6169	0,0	0,066	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,066	0,0
	2023	0,6169	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6169	0,0	0,066	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,066	0,0
	2024	0,6169	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6169	0,0	0,066	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,066	0,0
	2025	0,6169	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6169	0,0	0,066	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,066	0,0
	2026	0,6169	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6169	0,0	0,066	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,066	0,0
	2027 - 2029	0,6169	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6169	0,0	0,066	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,066	0,0

	2030 - 2033	0,6169	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6169	0,0	0,066	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,066	0,0
Котельная №10, с. Горняк	2022	0,3450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3450	0,0	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,016	0,0
	2023	0,3450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3450	0,0	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,016	0,0
	2024	0,3450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3450	0,0	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,016	0,0
	2025	0,3450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3450	0,0	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,016	0,0
	2026	0,3450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3450	0,0	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,016	0,0
	2027 - 2029	0,3450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3450	0,0	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,016	0,0
	2030 - 2033	0,3450	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3450	0,0	0,016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,016	0,0
	Котельная №13, ст. Керамик	2022	0,4040	0,0	0,0	0,0	0,0453	0,0	0,4493	0,0	0,0225	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,0225
2023		0,4040	0,0	0,0	0,0	0,0453	0,0	0,4493	0,0	0,0225	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,0225	0,0
2024		0,4040	0,0	0,0	0,0	0,0453	0,0	0,4493	0,0	0,0225	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,0225	0,0
2025		0,4040	0,0	0,0	0,0	0,0453	0,0	0,4493	0,0	0,0225	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,0225	0,0
2026		0,4040	0,0	0,0	0,0	0,0453	0,0	0,4493	0,0	0,0225	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	0,0225	0,0

	2026	0,1897	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1897	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2027 - 2029	0,1897	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1897	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2030 - 2033	0,1897	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1897	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
МО «Люгинское»																	
Котельная № 12 ст.Люга	2022	1,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,03	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
	2023	1,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,03	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
	2024	1,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,03	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
	2025	1,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,03	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
	2026	1,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,03	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
	2027 - 2029	1,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,03	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
	2030 - 2033	1,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,03	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0
МО Маловоложикьинское																	
Котельная № 6 с.М.Воложикья	2022	0,296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	0,0	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0
	2023	0,296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	0,0	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0

	2024	0,296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	0,0	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0
	2025	0,296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	0,0	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0
	2026	0,296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	0,0	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0
	2027 - 2029	0,296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	0,0	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0
	2030 - 2033	0,296	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,296	0,0	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,004	0,0
МО Мельниковское																	
Котельная д.Мельниково	2022	0,292	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2023	0,292	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2024	0,292	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2025	0,292	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2026	0,292	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2027 - 2029	0,292	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
	2030 - 2033	0,292	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,292	0,0	0,001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,001	0,0
Котельная с.Р.Пычас	2022	0,271	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,271	0,0	0,003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,0

2023	0,271	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,271	0,0	0,003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,0
2024	0,271	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,271	0,0	0,003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,0
2025	0,271	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,271	0,0	0,003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,0
2026	0,271	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,271	0,0	0,003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,0
2027 - 2029	0,271	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,271	0,0	0,003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,0
2030 - 2033	0,271	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,271	0,0	0,003	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,003	0,0

МО «Можгинское»

Котельная № 5, с. Можга	2022	0,688	0,0	0,0	0,0	0,0	0,688	0,0	0,0330	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0330	0,0
	2023	0,688	0,0	0,0	0,0	0,0	0,688	0,0	0,0330	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0330	0,0
	2024	0,688	0,0	0,0	0,0	0,0	0,688	0,0	0,0330	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0330	0,0
	2025	0,688	0,0	0,0	0,0	0,0	0,688	0,0	0,0330	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0330	0,0
	2026	0,688	0,0	0,0	0,0	0,0	0,688	0,0	0,0330	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0330	0,0
	2027 - 2029	0,688	0,0	0,0	0,0	0,0	0,688	0,0	0,0330	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0330	0,0
	2030 - 2033	0,688	0,0	0,0	0,0	0,0	0,688	0,0	0,0330	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0330	0,0

	2023	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2024	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027 - 2029	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2030 - 2033	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
МО «Черемушкинское»																	
котельная № 2 с.Черемушки	2022	1,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,74	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2023	1,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,74	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2024	1,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,74	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	1,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,74	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	1,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,74	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027 - 2029	1,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,74	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2030 - 2033	1,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,74	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

Котельная № 3 Льнозавод	2022	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2023	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2024	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027 - 2029	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2030 - 2033	0,82	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,82	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
Котельная № 13 ст. Керамик	2022	0,21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,21	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2023	0,21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,21	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2024	0,21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,21	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2025	0,21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,21	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2026	0,21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,21	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2027 - 2029	0,21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,21	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0
	2030 - 2033	0,21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,21	0,0	н/д	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	н/д	0,0

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

Согласно информации, представленной Можгинским муниципальным районом, строительство жилых домов, с централизованной системой теплоснабжения, на период до 2033 г. не планируется. Более того, на расчетный срок планируется подключение всех существующих абонентов к индивидуальному отоплению.

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:

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

где q_e^{req} - требуемый удельный (на 1 м² площади / на 1 м³ отапливаемого объема) расход тепловой энергии системой теплоснабжения на отопление здания, Гкал.час/(м²С⁰сут);

q_e^{des} - расчетный удельный расход тепловой энергии системой теплоснабжения на отопление здания, Гкал.час/(м²С⁰сут).

q_h^{des} - расчетный удельный расход тепловой энергии системой теплоснабжения на отопление здания, Гкал.час/(м²С⁰сут).

h_o^{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:

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

где q_o^{req} - вычисляемый требуемый удельный расход тепловой энергии на отопление здания Гкал/м²С⁰сут., 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

Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников тепловой энергии представлена в таблице 47.

2.9. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды

Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды не предоставлены.

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 5 Том 1.).

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 муниципальных образованиях Можгинского муниципального района магистральных трубопроводов в системе теплоснабжения нет.

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

Источники теплоснабжения существующих систем теплоснабжения расположены в зонах, где перспективой до 2033 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 Можгинского муниципального района 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 Можгинского муниципального района. Прирост площадей индивидуальных жилых домов ожидается в западном направлении Можгинского муниципального района.

Теплоснабжение многоквартирных домов планируется организовать по смешанной 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 природный газ, твердое топливо и электроэнергия.

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

ГЛАВА 5. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими 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 Можгинского муниципального района, 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 Можгинского муниципального района, приведены в таблице 40.

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

Баки аккумуляторы не предусмотрены.

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 25. 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 теплотребляющими 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 теплотребляющими 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 теплотребляющими 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 Можгинского муниципального района 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.

Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения представлен в таблице 41.

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) 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

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 источники теплоснабжения Можгинского муниципального района к таковым не относятся.

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 поселения 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 Можгинского муниципального района 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 Можгинского муниципального района. 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 источников тепловой энергии приведены в таблице 54.

Таблица 54.

Зона теплоснабжения	Цель мероприятия	Срок реализации
МО «Александровское»		
Котельная № 7 с.Александрово	Модернизация котельной	2024-2026гг
МО «Большекибьинское»		
Котельная №9 д. Большая Кибья	Модернизация котельной	2026-2028гг
МО «Большеучинское»		
Котельная №1 с. Большая Уча	Модернизация котельной	2026-2028гг
МО «Люгинское»		
Котельная №12 ст. Люга	Модернизация котельной	2024-2033гг
МО «Маловоложикьинское»		
Котельная №6 с. М. Воложикья	Модернизация котельной	2024-2033гг
МО «Мельниковское»		
Котельная д. Мельниково	Модернизация котельной	2024-2033гг
МО «Нышенское»		
Котельная д. Ныша	Модернизация котельной	2024-2033гг
Котельная д. Комяк	Модернизация котельной	2024-

		2033гг
МО «Пычасское»		
Котельная №1 с. Пычас	Модернизация котельной	2024-2033гг
МО «Сюгаильское»		
Котельная д. Н. Р. Сюгаил	Модернизация котельной	2024-2033гг
Котельная С. Сардан	Модернизация котельной	2024-2033гг

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 Можгинского муниципального района 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 Можгинском муниципальном районе 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.

Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч	0,5002	0,5002	0,5002	0,5002	0,5002	0,5002	0,5002
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011
Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321	0,321
Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+0,1792	+0,1792	+0,1792	+0,1792	+0,1792	+0,1792	+0,1792
МО «Большекибынское»							
Котельная №9 д. Б. Кибья							
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	0,272	0,272	0,272	0,272	0,272	0,272	0,272
Технические ограничения на использование	Режимная наладка горелочных устройств						
Потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Тепловая мощность источника тепловой энергии нетто, Гкал/ч	0,271	0,271	0,271	0,271	0,271	0,271	0,271
Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096
Тепловые потери через утечки, Гкал/ч	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
Тепловые потери через теплоизоляцию, Гкал/ч	0,0035	0,0035	0,0035	0,0035	0,0035	0,0035	0,0035
Присоединенная тепловая нагрузка (с учетом тепловых потерь в тепловых сетях), Гкал/ч	0,0996	0,0996	0,0996	0,0996	0,0996	0,0996	0,0996
Дефицит (резерв) тепловой мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч	+0,1714	+0,1714	+0,1714	+0,1714	+0,1714	+0,1714	+0,1714
МО «Большепудгинское»							

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 55, можно сделать вывод о том, что установленная и располагаемая мощность котельных Можгинского муниципального района не изменяются. В период с 2024г по 2034 года планируется провести модернизацию котельного оборудования, однако в результате модернизации изменение мощностей теплоэнергетического оборудования не планируется. На всем протяжении рассматриваемого периода в зоне действия котельных Можгинского муниципального района наблюдается резерв тепловой мощности. Резерв тепловой мощности нетто не изменится к концу рассматриваемого. Таким образом, установленная тепловая мощность котельных в полной мере способна обеспечить прогнозируемый спрос на тепловую энергию.

В результате анализа перспективного плана развития Можгинского муниципального района и предлагаемых вариантов формирования системы теплоснабжения можно сказать, что на котельных 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 Можгинского муниципального района не предусматривается организации теплоснабжения в производственных зонах.

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 В – среднее число абонентов на 1 км²;

s – удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м²;

Π – теплоплотность района, Гкал/ч·км²;

Δτ – расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

φ – 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_{пред} – предельный радиус действия тепловой сети, км;

p – разница себестоимости тепла, выработанного на ТЭЦ и в индивидуальных котельных абонентов, руб./Гкал;

C – переменная часть удельных эксплуатационных расходов на транспорт тепла, руб./Гкал;

K – постоянная часть удельных эксплуатационных расходов на транспорт тепла при радиусе действия тепловой сети, равном 1 км, руб./Гкал·км.

Перечень исходных данных для расчета радиуса эффективного теплоснабжения по каждому источнику тепловой энергии Можгинского муниципального района приведен в таблице 56.

Таблица 56.

№ п/п	Источник тепловой энергии	Площадь зоны действия источника тепловой энергии по площадям элементов территориального деления, тыс.м ²	Номер условного участка зоны действия	Расстояние от источника до центра условного участка, м	Суммарная тепловая нагрузка Потребителей, Гкал/ч	Продолжительность отопительного периода, сут	Тариф на отпуск тепловой энергии, руб./Гкал
МО «Александровское»							
1	Котельная №7 с. Александрово	1,017	1	25	0,034	5328	1973,77
2	Котельная №6 ст. Юбери	21,12	1	60	0,175	5328	1973,77
МО «Большекибьинское»							
1	Котельная №9 д. Б. Кибья	1,367	1	31	0,0259	5328	1973,77
МО Большепургинское»							
1	Котельная №7 с. Б. Пурга	1,367	1	31	0,0259	5328	1973,77
2	Котельная №5 д. М Пурга	0,857	1	28	0,0153	5328	1973,77
МО «Большесибинское»							
1	Котельная №11 д. Большие Сибы	274,628	1	377	0,1578	5328	2046,04
МО «Большеучинское»							
1	Котельная №1, 2 с. Большая Уча	20,207	1	108	0,009	5328	1895,55
			2	143	0,242		
2	Котельная №3 д.	100,846	1	170	0,351	5328	1895,55

	Ломеслуд		2	480	0,798		
МО «Горнякское»							
1	котельная №10 с. Горняк	24,565	1	103	0,034	5328	1895,55
			2	124	0,075		
МО «Кватчинское»							
1	Котельная д. Н. Вишур	12,065	1	53	0,072	5328	1895,55
			2	115	0,2021		
			3	216	0,263		
2	Котельная д. С. Березняк	0,797	1	27	0,0271	5328	1895,55
МО «Люгинское»							
1	котельная № 12 Ст. Люга	9,397	1	32	0,005	5328	3319,12
			2	88	0,267		
МО «Маловоложикьинское»							
1	Котельная №6 с. М. Воложикья	26,269	1	100	0,3411	5328	1895,55
			2	114	0,6059		
			3	125	0,1999		
МО «Мельниковское»							
1	Котельная д. Мельниково	3,468	1	132	0,1059	5328	1895,55
2	Котельная д. Р. Пычас	0,635	1	19	0,0383	5328	1895,55
МО «Можгинское»							
1	Котельная №5	15,356	1	120	0,3533	5328	1895,55

			2	150	0,086		
МО «Нынекское»							
1	Котельная №10 д. Нынек	13,965	1	95	0,187	5328	2115,60
			2	200	0,15		
			3	246	0,109		
МО «Пазяльское»							
2	Котельная №4	3,706	1	120	0,135	5328	2115,60
МО «Нышенское»							
1	Котельная д. Ныша	8,354	1	127	0,2005	5328	1895,55
			2	100	0,0653		
			3	85	0,006		
2	Котельная д. Комяк	1,948	1	35	0,0509	5328	1895,55
МО «Пычасское»							
1	Котельная №1 с. Пычас	23,754	1	162	0,186	5328	1895,55
			2	80	1,8045		
			3	244	0,4581		
МО «Старокаксинское»							
1	Котельная №8 д. Старые Какси	0,737	1	35	0,0191	5328	1895,55

МО «Сюгаильское»							
1	Котельная Н.Р. Сюгаил	1,054	1	38	0,034	5328	1895,55
2	Котельная ст. Сардан	1,365	1	55	0,034	5328	1895,55
МО «Черемушкинское»							
1	Котельная №2 с. Черемушки	401,947	1	203	0,4421	5328	1895,55
			2	492	1,0463		
			3	660	2,3438		
2	Котельная №3 с. Черемушки	18,822	1	60	0,2165	5328	1895,55
			2	72	0,1111		
1	котельная №13 ст. Керамик	5,578	1	77	0,127	5328	1622,64

Радиус эффективного теплоснабжения – это максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение дополнительной нагрузки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения. Подключение дополнительной тепловой нагрузки с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии и одновременно к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат.

Данная величина является сложной многокритериальной зависимостью, и несмотря на то, что п. 41 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154 предписывает расчет эффективного радиуса теплоснабжения, в настоящее время отсутствует утвержденная методика по его вычислению.

Расчет эффективного радиуса теплоснабжения «целесообразно вычислять только при возникновении задачи реконструкции (или нового строительства) зоны действия конкретного источника теплоснабжения» («Новости теплоснабжения», №3 (151), 2013 г. В.Н. Папушкин, А.С. Григорьев, А.П. Щербаков, «Задачи перспективных схем теплоснабжения. Изменение зон действия источников тепловой энергии (систем тепло- снабжения)»). Радиус эффективного теплоснабжения для существующей зоны действия рассчитывать бессмысленно, т.к. зона действия уже сложилась и, естественно, установлены все индикаторы стоимости товарного отпуска продукции. Кроме того, для сельских поселений характерны низкие тепловые нагрузки, значительная материальная характеристика сети и единственный источник теплоснабжения, что обуславливает теплоснабжающую организацию согласно п. 15 ПП РФ № 307 подключать новых потребителей, т.к. она не может отказать в присоединении потребителю к существующим тепловым сетям вне зависимости от величины совокупных затрат.

На территории поселения подключение потребителей к централизованной схеме теплоснабжения в 2023-2033 г. не ожидается, в связи с чем в данной работе расчет эффективного радиуса теплоснабжения не производится.

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 2033 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

В соответствии с реестром технических условий, выданных теплоснабжающими организациями, на 01.01.2022 года к вводу в эксплуатацию не планируется новых объектов капитального строительства. Строительство и подключение новых объектов к сетям централизованного теплоснабжения планируется в период до 2033 года.

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

На данный момент дефицит тепловой мощности источников тепловой энергии Можгинского муниципального района отсутствует.

В целях исключения засоренность отопительных приборов и труб системы отопления Потребителей, необходимо проводить ежегодную гидродневную 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 не более 50 лет назад. Замена трубопроводов со сроком эксплуатации менее 37 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. Технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), 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 2033 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 Можгинского муниципального района осуществляется по температурным графикам 95/55, 95/50, 95/60, 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

Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе на данном этапе не рассматриваются.

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 котельными приведено ниже в таблице 57.

		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
МО «Большесибинское»										
1	Котельная №11 д. Б. Сибы	основное	Природный газ, т.у.т	100,351	100,351	100,351	100,351	100,351	100,351	100,351
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
МО «Большеучинское»										
1	Котельная №1 с. Большая Уча	основное	Природный газ, т.у.т	524,625	524,625	524,625	524,625	524,625	524,625	524,625
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
2	Котельная №2 с. Большая Уча	основное	Природный газ, т.у.т	87,917	87,917	87,917	87,917	87,917	87,917	87,917
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
3	Котельная №3 д. Ломеслуд	основное	Природный газ, т.у.т	244,420	244,420	244,420	244,420	244,420	244,420	244,420
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
МО «Горнякское»										
2	котельная №10 с. Горняк	основное	Природный газ, т.у.т	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-

МО «Кватчинское»										
1	Котельная д. Н. Вишур	основное	Природный газ, т.у.т	68,416	68,416	68,416	68,416	68,416	68,416	68,416
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
2	Котельная д. Ст. Березняк	основное	Природный газ, т.у.т	62,266	62,266	62,266	62,266	62,266	62,266	62,266
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
МО «Люгинское»										
1	Котельная №12 ст. Люга	основное	Природный газ, т.у.т	442,434	442,434	442,434	442,434	442,434	442,434	442,434
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
МО «Маловоложикьинское»										
1	Котельная №6 с. М. Воложикья	основное	Природный газ, т.у.т	53,928	53,928	53,928	53,928	53,928	53,928	53,928
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
МО «Мельниковское»										
1	Котельная д. Мельниково	основное	Природный газ, т.у.т	9,403	9,403	9,403	9,403	9,403	9,403	9,403
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-

МО «Можгинское»										
1	Котельная №5 с. Можга	основное	Природный газ, т.у.т	255,940	255,940	255,940	255,940	255,940	255,940	255,940
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
МО «Нынекское»										
5	Котельная №10 с. Нынек	основное	Природный газ, т.у.т	1099,739	1099,739	1099,739	1099,739	1099,739	1099,739	1099,739
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
МО «Нышенское»										
1	Котельная д. Ныша	основное	Природный газ, т.у.т	146,775	146,775	146,775	146,775	146,775	146,775	146,775
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
2	Котельная д. Комяк	основное	Природный газ, т.у.т	50,111	50,111	50,111	50,111	50,111	50,111	50,111
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
МО «Пазяльское»										
1	Котельная №4 д. Пазял	основное	Природный газ, т.у.т	148,187	148,187	148,187	148,187	148,187	148,187	148,187
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-

МО «Пычасское»										
1	Котельная №1 с. Пычас	основное	Природный газ, т.у.т	3,641	3,641	3,641	3,641	3,641	3,641	3,641
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
МО «Старокаксинское»										
1	Котельная №8 с. С. Какси	основное	Природный газ, т.у.т	296,905	296,905	296,905	296,905	296,905	296,905	296,905
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
МО «Сюгаильское»										
1	Котельная д. Н. Р. Сюгаил	основное	Природный газ, т.у.т	11,545	11,545	11,545	11,545	11,545	11,545	11,545
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
2	Котельная С. Сардан	основное	Природный газ, т.у.т	13,605	13,605	13,605	13,605	13,605	13,605	13,605
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
МО «Черемушкинское»										
1	Котельная №2 с. Черемушки	основное	Природный газ, т.у.т	49,791	49,791	49,791	49,791	49,791	49,791	49,791
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-

2	Котельная №3 с. Черемушки	основное	Природный газ, т.у.т	94,277	94,277	94,277	94,277	94,277	94,277	94,277
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-
3	Котельная №13 ст. Керамик	основное	Природный газ, т.у.т	18,905	18,905	18,905	18,905	18,905	18,905	18,905
		резервное (аварийное)	Не предусмотрено	-	-	-	-	-	-	-

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. № 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_{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 58.

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_{max} - 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.

Основные исходные данные и результаты расчета создания нормативного неснижаемого запаса топлива (ННЗТ):

Таблица 59.

Вид топлива	Среднесуточная выработка теплоэнергии, Гкал/сут.	Норматив удельного расхода топлива, т.у.т./Гкал	Среднесуточный расход топлива, т	Коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо	Количество суток для расчета запаса	ННЗТ, тыс. т
МО «Александровское»						
Котельная № 6 д. Ст. Юбери						
Газ	2,16	0,168	0,363	1,204	10	0,004
Котельная № 7 с. Александрово						
Газ	7,44	0,168	1,248	1,204	10	0,015
МО «Большекибьинское»						
Котельная № 9 с. Большая Кибья						
Газ	2,083	0,168	0,349	1,204	10	0,004
Котельная № 9 с. Большая Кибья						
Газ	1,546	0,168	0,259	1,204	10	0,003
Котельная школы д.Б.Кибья						
Газ	4,315	0,168	0,725	1,204	10	0,009
Котельная СДК д. Б. Кибья						
Газ	1,354	0,168	0,227	1,204	10	0,003
Котельная СДК д. В. Юри						
Газ	2,318	0,168	0,389	1,204	10	0,005
Котельная школы д. В. Юри						
Газ	4,675	0,168	0,785	1,204	10	0,009
МО «Большепудгинское»						
Котельная Большая д. Пудга Школа						
Газ	2,592	0,168	0,435	1,204	10	0,005
Котельная №5 Малая Сюга						
Газ	11,424	0,168	1,919	1,204	10	0,023
Котельная Большая Пудга СДК						
Газ	1,272	0,168	0,214	1,204	10	0,003
МО «Большеучинское»						
Котельная с. Большая Уча						
Газ	54,984	0,168	9,237	1,204	10	0,111
Котельная «Школа-интернат»						
Газ	7,56	0,168	1,27	1,204	10	0,015
Котельная д. Ломеслуд						
Газ	4,728	0,168	0,794	1,204	10	0,009

МО «Горнякское»						
Котельная №10, с. Горняк						
Газ	8,28	0,168	1,391	1,204	10	0,017
МО «Кватчинское»						
Котельная д. Ст. Березняк						
Газ	6,227	0,168	1,046	1,204	10	0,013
Котельная д. Н. Вишур						
Газ	4,553	0,168	0,765	1,204	10	0,009
МО «Люгинское»						
Котельная № 12 ст.Люга						
Газ	24,72	0,168	4,153	1,204	10	0,050
МО «Маловоложикьинское»						
Котельная № 6 с.М.Воложикья						
Газ	7,104	0,168	1,193	1,204	10	0,014
МО «Мельниковское»						
Котельная д. Мельниково						
Газ	7,008	0,168	1,177	1,204	10	0,014
МО «Можгинское»						
Котельная № 5, с. Можга						
Газ	16,512	0,168	2,774	1,204	10	0,033
МО «Нынекское»						
Котельная с.Нынек						
Газ	9,168	0,168	1,54	1,204	10	0,019
МО «Нышинское»						
Котельная д. Ныша						
Газ	34,2	0,168	5,746	1,204	10	0,069
Котельная д. Комяк						
Газ	5,688	0,168	0,956	1,204	10	0,012
МО «Пазяльское»						
Котельная д.Пазял						
Газ	10,8	0,168	1,814	1,204	10	0,022
МО «Пычасское»						
Котельная № 1 с.Пычас						
Газ	52,32	0,168	8,789	1,204	10	0,106
МО «Старокаксинское»						
Котельная № 8 д.Ст.Какси						
Газ	7,704	0,168	1,294	1,204	10	0,016
МО «Сюгаильское»						
Котельная д.Н.Р.Сюгаил						
Газ	7,932	0,168	1,333	1,204	10	0,016
Котельная ст. Сардан						
Газ	н/д	0,168	н/д	1,204	10	н/д
МО «Черемушкинское»						
Котельная № 2 с. Черемушки						
Газ	41,76	0,168	7,016	1,204	10	0,084
Котельная № 3 Льнозавод						
Газ	19,68	0,168	3,306	1,204	10	0,039
Котельная № 13 ст. Керамик						
Газ	5,04	0,168	0,847	1,204	10	0,01

Основные исходные данные и результаты расчета создания нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ):

Таблица 60.

Вид топлива	Среднесуточная выработка теплоэнергии, Гкал/сут.	Норматив удельного расхода топлива, т.у.т./Гкал	Среднесуточный расход топлива, т	Коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо	Количество суток для расчета запаса	НЭЗТ, тыс. т
МО «Александровское»						
Котельная № 6 д. Ст. Юбери						
Газ	2,16	0,168	0,363	1,204	30	0,012
Котельная № 7 с. Александрово						
Газ	7,44	0,168	1,248	1,204	30	0,045
МО «Большекибьинское»						
Котельная № 9 с. Большая Кибья						
Газ	2,083	0,168	0,349	1,204	30	0,012
Котельная с. Большая Кибья детский сад						
Газ	1,546	0,168	0,259	1,204	30	0,009
Котельная школы д.Б.Кибья						
Газ	4,315	0,168	0,725	1,204	30	0,027
Котельная СДК д. Б. Кибья						
Газ	1,354	0,168	0,227	1,204	30	0,009
Котельная СДК д. В. Юри						
Газ	2,318	0,168	0,389	1,204	30	0,015
Котельная школы д. В. Юри						
Газ	4,675	0,168	0,785	1,204	30	0,027
МО «Большепудгинское»						
Котельная д. Большая Пудга Школа						
Газ	2,592	0,168	0,435	1,204	30	0,015
Котельная №5 Малая Сюга						
Газ	11,424	0,168	1,919	1,204	30	0,069
Котельная Большая Пудга СДК						
Газ	1,272	0,168	0,214	1,204	30	0,012
МО «Большеучинское»						
Котельная с. Большая Уча						
Газ	54,984	0,168	9,237	1,204	30	0,333
Котельная «Школа-интернат»						
Газ	7,56	0,168	1,27	1,204	30	0,045
Котельная д. Ломеслуд						
Газ	4,728	0,168	0,794	1,204	30	0,027
МО «Горнякское»						
Котельная №10, с. Горняк						
Газ	8,28	0,168	1,391	1,204	30	0,051
МО «Кватчинское»						
Котельная д. Ст. Березняк						
Газ	6,227	0,168	1,046	1,204	30	0,042

Котельная д. Н. Вишур						
Газ	4,553	0,168	0,765	1,204	30	0,027
МО «Люгинское»						
Котельная № 12 ст.Люга						
Газ	24,72	0,168	4,153	1,204	30	0,150
МО «Маловоложикьинское»						
Котельная № 6 с.М.Воложикья						
Газ	7,104	0,168	1,193	1,204	30	0,042
МО «Мельниковское»						
Котельная д. Мельниково						
Газ	7,008	0,168	1,177	1,204	30	0,042
МО «Можгинское»						
Котельная № 5, с. Можга						
Газ	16,512	0,168	2,774	1,204	30	0,099
МО «Нынекское»						
Котельная с.Нынек						
Газ	9,168	0,168	1,54	1,204	30	0,057
МО «Нышинское»						
Котельная д. Ныша						
Газ	34,2	0,168	5,746	1,204	30	0,207
Котельная д. Комяк						
Газ	5,688	0,168	0,956	1,204	30	0,012
МО «Пазяльское»						
Котельная д.Пазял						
Газ	10,8	0,168	1,814	1,204	30	0,066
МО «Пычасское»						
Котельная № 1 с.Пычас						
Газ	52,32	0,168	8,789	1,204	30	0,318
МО «Старокаксинское»						
Котельная № 8 д.Ст.Какси						
Газ	7,704	0,168	1,294	1,204	30	0,048
МО «Сюгаильское»						
Котельная д.Н.Р.Сюгаил						
Газ	7,932	0,168	1,333	1,204	30	0,048
Котельная ст. Сардан						
Газ	н/д	0,168	н/д	1,204	30	н/д
МО «Черемушкинское»						
Котельная № 2 с. Черемушки						
Газ	41,76	0,168	7,016	1,204	30	0,0252
Котельная № 3 Льнозавод						
Газ	19,68	0,168	3,306	1,204	30	0,117
Котельная № 13 ст. Керамик						
Газ	5,04	0,168	0,847	1,204	30	0,03

Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ) на контрольную дату планируемого года отопительных (производственно-отопительных) котельных:

Таблица 61.

Вид топлива	Норматив общего запаса топлива (ОНЗТ), тыс. т	В том числе	
		неснижаемый запас (ННЗТ), тыс. т	эксплуатационный запас (НЭЗТ), тыс. т
МО «Александровское»			
Котельная № 6 д. Ст. Юбери			
Природный газ	0,016	0,004	0,012
Котельная № 7 с. Александрово			
Природный газ	0,060	0,015	0,045
МО «Большекибьинское»			
Котельная № 9 с. Большая Кибья			
Природный газ	0,016	0,004	0,012
Котельная детского сада, д.Б.Кибья			
Природный газ	0,012	0,003	0,009
Котельная школы д.Б.Кибья			
Природный газ	0,036	0,009	0,027
Котельная СДК д. Б. Кибья			
Природный газ	0,012	0,003	0,009
Котельная СДК д. В. Юри			
Природный газ	0,020	0,005	0,015
Котельная школы д. В. Юри			
Природный газ	0,036	0,009	0,027
МО «Большепудгинское»			
Котельная д. Большая Пудга Школа			
Природный газ	0,020	0,005	0,015
Котельная №5 Малая Сюга			
Природный газ	0,092	0,023	0,069
Котельная Большая Пудга СДК			
Природный газ	0,012	0,003	0,009
МО «Большеучинское»			
Котельная с. Б. Уча			
Природный газ	0,444	0,111	0,333
Котельная школа-интернат			
Природный газ	0,060	0,015	0,045
Котельная д. Ломеслуд			
Природный газ	0,036	0,009	0,027
МО «Горнякское»			
Котельная №10, с. Горняк			
Природный газ	0,068	0,017	0,051
МО «Кватчинское»			
Котельная д. Ст. Березняк			
Природный газ	0,052	0,013	0,039
Котельная д. Н. Вишур			
Природный газ	0,036	0,009	0,027
МО «Люгинское»			
Котельная № 12 ст.Люга			

Природный газ	0,200	0,050	0,150
МО «Маловоложикьинское»			
Котельная № 6 с.М.Воложикья			
Природный газ	0,056	0,014	0,042
МО «Мельниковское»			
Котельная д.Мельниково			
Природный газ	0,056	0,014	0,042
МО «Можгинское»			
Котельная № 5, с. Можга			
Природный газ	0,132	0,033	0,099
МО «Нынекское»			
Котельная с.Нынек			
Природный газ	0,076	0,019	0,057
МО «Нышинское»			
Котельная д.Ныша			
Природный газ	0,276	0,069	0,207
Котельная д. Комяк			
Природный газ	0,048	0,012	0,036
МО «Пазяльское»			
Котельная д. Пазял			
Природный газ	0,088	0,022	0,066
МО «Пычасское»			
Котельная № 1 с.Пычас			
Природный газ	0,424	0,106	0,318
МО «Старокаксинское»			
Котельная № 8 д.Ст.Какси			
Природный газ	0,064	0,016	0,048
МО «Сюгаильское»			
Котельная д.Н.Р.Сюгаил			
Природный газ	0,064	0,016	0,048
Котельная ст.Сардан			
Природный газ	н/д	н/д	н/д
МО «Черемушкинское»			
Котельная № 2 с.Черемушки			
Природный газ	0,336	0,084	0,252
Котельная № 3 Льнозавод			
Природный газ	0,156	0,039	0,117
Котельная № 13 ст. Керамик			
Природный газ	0,040	0,010	0,030

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

Основное и вспомогательное топливо по котельным Можгинского муниципального района приведены в таблице 28 Тома № 1 Схемы теплоснабжения.

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 Можгинского муниципального района 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 Можгинского муниципального района 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 Можгинском муниципальном районе магистральных трубопроводов в системе теплоснабжения нет. Оценку 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 Можгинского муниципального района 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 переключателей 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 примером 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 (≤ 80 С).

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

По состоянию на 2023 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 2023-2033гг оцениваются в 85 311,61 тыс. руб. без учета НДС, в том числе в:

- энергоисточники- 13 204,91 тыс. руб. без учета НДС (0% от суммарных);
- тепловые сети – 72 106,7 тыс. руб. без учета НДС (100%), из них - перевод на закрытую схему теплоснабжения - 0 тыс. руб., реконструкция, новое строительство и техническое перевооружение теплосетевых объектов – 0 тыс. руб. без учета НДС.

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 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 муниципальное образование Кечевское 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 Можгинского муниципального района. 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 источников тепловой энергии приведены в таблице 53.

В целях повышения эффективности работы систем теплоснабжения Можгинского муниципального района предлагается рассмотреть следующие направления по техническому перевооружению источников тепловой энергии:

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

- Модернизация котлоагрегатов. На источниках тепловой энергии с низкой подключенной нагрузкой, предлагается замена на котлы меньшей мощностью и более высоким КПД.

- 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 Можгинского муниципального района с разбивкой по годам реализации (этапам) представлен в таблице 62.

Таблица 62.

№ п/п	Наименование мероприятий	Ориентировочные затраты инвестиций в 2023, руб.	Этапы						
			2024	2025	2026	2027	2028	2029 - 2030	2031 - 2033
МО «Александровское»									
Котельная №7 с. Александрово									
1	Замена котла Премьер-0,2	55 000	-	58 000	-	-	-	-	-
2	Замена котла Классик – 0,4	78 000	-	-	83 000	-	-	-	-
	Всего	133 000	-	58 000	83 000	-	-	-	-
МО «Большекибьинское»									
Котельная №9 с. Б. Кибья									
1	Замена котла Ишма 100 (2 шт.)	290 000	-	-	-	330 000	-	-	-
МО «Большеучинское»									
Котельная с. Б. Уча									
2	Замена котла КВа-1,25Гс	450 000	-	-	-	-	550 000	-	-
	Всего	450 000	-	-	-	-	550 000	-	-
МО «Люгинское»									
Котельная №12 ст. Люга									
1	Замена котла КВа-0,63Гс	325 000	-	325 000	-	-	-	-	-
	Всего	325 000	-	325 000	-	-	-	-	-
МО «Маловолокжितьинское»									

Котельная №6 М. Воложкья									
1	Замена котла КВа – 0,4Гс	230 000	-	-	-	-	280 000	-	-
	Всего:	230 000	-	-	-	-	280 000	-	-
МО «Мельниковское»									
Котельная д. Мельниково									
1	Замена котлов Микро-100 (3 шт)	630 000	-	230 000	-	-	250 000	260 000	-
	Всего:	630 000	-	230 000	-	-	250 000	260 000	-
МО «Нышенское»									
Котельная д. Ныша									
1	Замена котла Факел-1	1 100 000	-	-	1 300 000	-	-	-	-
Котельная д. Комяк									
2	Замена котла КВа – 0,4Гс	230 000	-	250 000	-	-	-	-	-
	Всего:	1 330 000	-	250 000	1 300 000	-	-	-	-
МО «Пычасское»									
Котельная №1 с. Пычас									
1	Замена котлов Факел-1 (5 шт)	5 500 000	-	1 200 000	1 300 000	1 400 000	1 500 000	1 600 000	-
МО «Сюгаильское»									
Котельная д. Н.Р. Сюгаил									
1	Замена котла КВа – 0,4Гс	230 000	-	-	-	-	-	-	280 000
	Всего:	230 000	-	-	-	-	-	-	280 000
	Итого:	9 118 000	-	2 063 000	2 883 000	1 730 000	2 580 000	1 860 000	280 000

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

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 31:

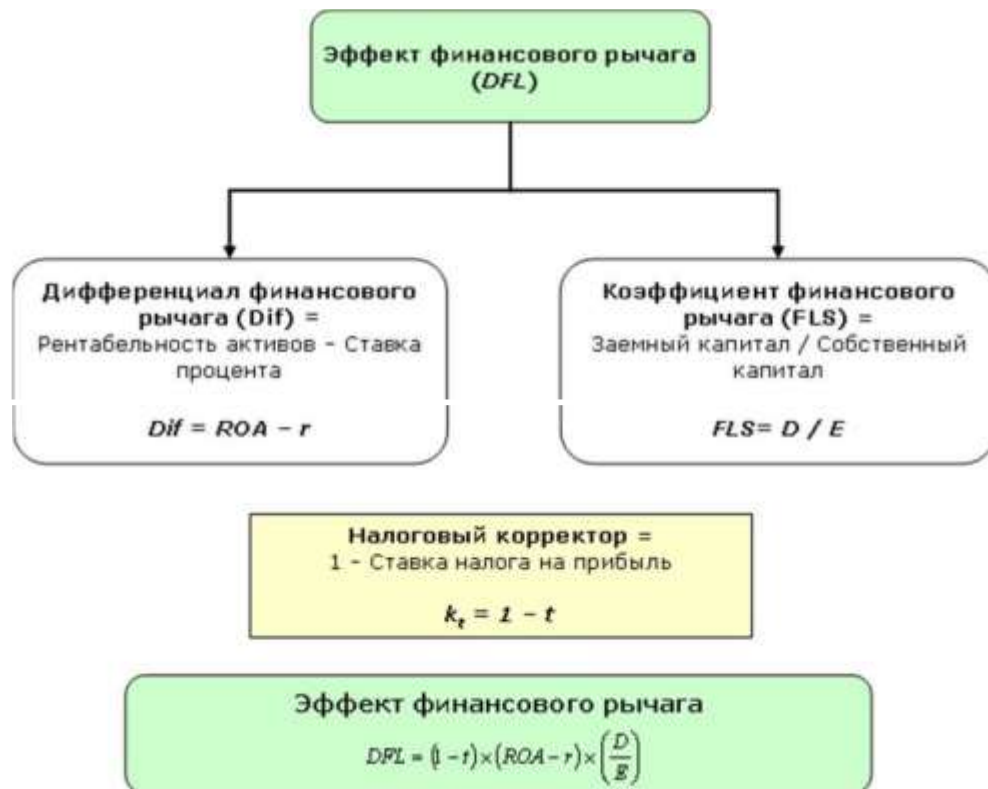


Рисунок 31.

Как видно из рисунка 31, эффект финансового рычага (DFL) представляет собой произведение двух составляющих, скорректированное на налоговый коэффициент $(1 - t)$, который показывает в какой степени проявляется эффект финансового рычага в связи с различным уровнем налога на прибыль.

Одной из основных составляющих формулы выступает так называемый дифференциал финансового рычага (Dif) или разница между рентабельностью активов компании (экономической рентабельностью), рассчитанной по EBIT, и ставкой процента по заемному капиталу:

$$Dif = ROA - r$$

Где:

r – ставка процента по заемному капиталу, в %;

ROA – рентабельность активов в %.

Дифференциал финансового рычага является главным условием, образующим рост рентабельности собственного капитала. Для этого необходимо, чтобы экономическая рентабельность превышала процентную ставку платежей за пользование заемными источниками финансирования, т.е. дифференциал финансового рычага должен быть положительным. Если дифференциал станет меньше нуля, то эффект финансового рычага будет действовать только во вред организации.

Второй составляющей эффекта финансового рычага выступает коэффициент финансового рычага (плечо финансового рычага – FLS), характеризующий силу воздействия финансового рычага и определяемый как отношение заемного капитала (D) к собственному капиталу (E):

$$FLS = D/E$$

Таким образом, эффект финансового рычага складывается из влияния двух составляющих: дифференциала и плеча рычага.

Дифференциал и плечо рычага тесно взаимосвязаны между собой. До тех пор, пока рентабельность вложений в активы превышает цену заемных средств, т.е. дифференциал положителен, рентабельность собственного капитала будет расти тем быстрее, чем выше соотношение заемных и собственных средств. Однако по мере роста доли заемных средств растет их цена, начинает снижаться прибыль, в результате падает и рентабельность активов и, следовательно, возникает угроза получения отрицательного дифференциала.

По оценкам экономистов на основании изучения эмпирического материала успешных зарубежных компаний, оптимально эффект финансового рычага находится в пределах 30–50% от уровня экономической рентабельности активов (ROA) при плече финансового рычага 0,67–0,54. В этом случае обеспечивается прирост рентабельности собственного капитала не ниже прироста доходности вложений в активы.

Эффект финансового рычага способствует формированию рациональной структуры источников средств предприятия в целях финансирования необходимых вложений и получения желаемого уровня рентабельности собственного капитала, при которой финансовая устойчивость предприятия не нарушается.

Финансовый рычаг характеризует возможность повышения рентабельности собственного капитала и риск потери финансовой устойчивости. Чем выше доля заемного капитала, тем выше чувствительность чистой прибыли к изменению балансовой прибыли. Таким образом, при дополнительном заимствовании может возрасти рентабельность собственного капитала при условии:

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

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов, ROA превышает процентную ставку за кредит, i . Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала. Однако при этом необходимо следить за дифференциалом $(ROA - i)$, так как при увеличении плеча финансового рычага (D/E) кредиторы склонны компенсировать свой риск повышением ставки за кредит. Дифференциал отражает риск кредитора: чем он больше, тем меньше риск.

Дифференциал не должен быть отрицательным, и эффект финансового рычага оптимально должен быть равен 30 - 50% от рентабельности активов, так как чем сильнее эффект финансового рычага, тем выше финансовый риск невозврата кредита, падения дивидендов и курса акций.

Уровень сопряженного риска характеризует операционно-финансовый рычаг.

Операционно-финансовый рычаг наряду с позитивным эффектом увеличения рентабельности активов и собственного капитала в результате роста объема продаж и привлечения заемных средств отражает также риск снижения рентабельности и получения убытков.

Инвестиционная надбавка к цене (тарифу) для потребителей:

Надбавка к цене (тарифу) для потребителей - ценовая ставка, которая учитывается при расчетах потребителей с организациями коммунального комплекса, устанавливается в целях финансирования инвестиционных программ организаций коммунального комплекса и общий размер которой соответствует сумме надбавок к тарифам на товары и услуги организаций коммунального комплекса, реализующих инвестиционные программы по развитию системы коммунальной инфраструктуры.

Размер надбавки к тарифу определяется в соответствии с методом RAB регулирования.

RAB (Regulatory Asset Base – регулируемая база инвестированного капитала) – это система долгосрочного тарифообразования, основной целью которой является привлечение инвестиций в расширение и модернизацию инфраструктуры.

Переход на RAB-регулирование – это переход на новую инвестиционную стратегию.

Применение метода доходности инвестированного капитала направлено на решение важнейших задач тарифного регулирования в теплоэнергетической отрасли – создания благоприятных условий для привлечения долгосрочных частных инвестиций в целях модернизации основных производственных фондов, повышения уровня надежности и качества реализуемых услуг, а также создания стимулов для сокращения операционных расходов регулируемых организаций.

В числе преимуществ метода RAB – стимулирование привлечения инвестиций, повышение капитализации регулируемых организаций, повышение качества стратегического планирования деятельности организаций, экономическая мотивация снижения издержек.

Методика RAB, соответствующая передовому международному опыту в регулировании естественных монополий – это тарифная мотивация к снижению операционных расходов компаний и прозрачный контроль. Переход к системе RAB-метода обеспечит необходимое финансирование мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения, в том числе их обновлению и модернизации, а также будет способствовать стабильности отношений между теплоснабжающими организациями и потребителями за счет установления долгосрочных тарифов.

Одним из основных мотивов перехода на RAB-метод является необходимость модернизации сетевого комплекса, износ основных фондов.

Основой экономических отношений в сфере ЖКХ на сегодняшний момент является система бюджетного дотирования предприятий. В данной ситуации потребители не имеют возможности влияния на количество и качество предоставляемых им услуг.

Важным условием при переходе на долгосрочные методы регулирования является прозрачность тарифа для инвестора, которому необходимы четкие и понятные ориентиры для прогнозирования доходов и потребителя.

Основной идеей формирования необходимой валовой выручки (НВВ) в Методе RAB является известный и обоснованный принцип, согласно которому инвестор имеет право получить на инвестированный капитал доход, соответствующий процентной норме, признаваемой участниками рынка справедливой, и вернуть весь инвестированный капитал к концу инвестиционного периода.

Тариф, принимаемый на долгосрочный промежуток времени, должен зависеть от надежности и качества услуг.

В случае несоответствия качества услуг сетевых компаний нормативам, потребители будут получать компенсацию, либо платить меньшую цену за услуги этих компаний.

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 Минэкономки 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-исследовательские 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 одновременных 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 α_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:

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

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.

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

Индекс рентабельности инвестиций:

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

Внутренняя норма доходности (IRR) – та ставка дисконтирования, при которой величина чистой дисконтированной суммы эффекта равна приведенным инвестициям.

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

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 20% от суммы произведенных затрат, и, либо возмещает сумму НДС, предъявленную к вычету (может быть возвращена кредиту), 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 3563,38 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.

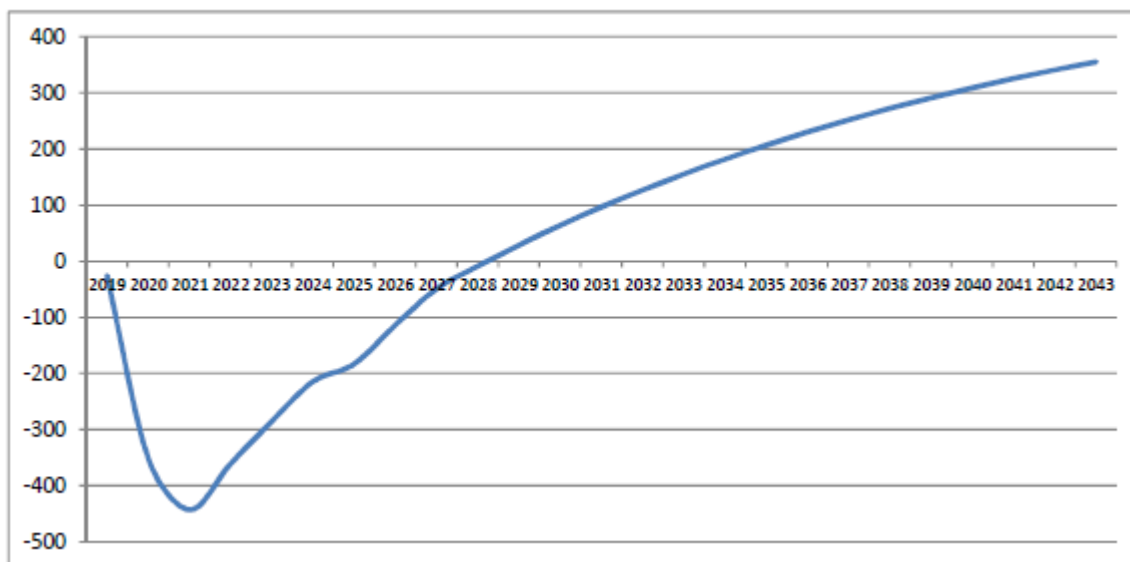


Рисунок 32.

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 44.

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 41.

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 63.

Таблица 63.

Наименование источника	Установленная мощность, Гкал/час	Тепловая нагрузка, Гкал/час	Коэффициент использования установленной тепловой мощности
МО «Александровское»			
Котельная № 6 д.Ст.Юбери	0,138	0,09	0,65
Котельная № 7 с.Александрово	0,86	0,31	0,36
МО «Большекибынское»			
Котельная №9 д. Большая Кибья	0,602	0,0868	0,14

МО «Большепудгинское»			
Котельная №7 с. Б. Пудга	0,25	0,108	0,43
Котельная №5 д. М. Сюга	1,72	0,476	0,28
МО «Большесибинское»			
Котельная №11 д. Б. Сибы	0,172	0,11	0,64
МО «Большеучинское»			
Котельная №1 с. Большая Уча	3,23	2,291	0,71
Котельная №2 с. Большая Уча	0,91	0,315	0,35
Котельная №3 д. Ломеслуд	0,34	0,197	0,58
МО «Горнякское»			
котельная №10 с. Горняк	0,7	0,345	0,49
МО «Кватчинское»			
Котельная д. Н. Вишур	0,172	0,1897	1,1
Котельная д. Ст. Березняк	0,7	0,2594	0,37
МО «Люгинское»			
Котельная №12 ст. Люга	1,62	1,03	0,64
МО «Маловоложикьинское»			
Котельная №6 с. М. Воложикья	0,69	0,296	0,43
МО «Мельниковское»			
Котельная д. Мельниково	0,258	0,292	1,13
МО «Можгинское»			
Котельная №5 с. Можга	1,29	0,688	0,53
МО «Нынекское»			
Котельная №10 с. Нынек	0,69	0,382	0,55
МО «Нышенское»			
Котельная д. Ныша	2,4	1,425	0,59
Котельная д. Комяк	0,69	0,237	0,34
МО «Пазяльское»			
Котельная №4 д. Пазял	0,97	0,45	0,46

МО «Пычасское»			
Котельная №1 с. Пычас	4,3	2,18	0,51
МО «Старокаксинское»			
Котельная №8 с. С. Какси	0,52	0,321	0,62
МО «Сюгаильское»			
Котельная д. Н. Р. Сюгаил	0,69	0,3305	0,48
Котельная С. Сардан	3,23	н/д	-
МО «Черемушкинское»			
Котельная №2 с. Черемушки	2,16	1,74	0,81
Котельная №3 с. Черемушки	1,29	0,82	0,64
Котельная №13 ст. Керамик	1,08	0,21	0,19

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 64.

Таблица 64.

Зона теплоснабжения	Протяженность тепловых сетей, м.	Материальная характеристика, м ²	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/час	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке, Гкал/час*м ²
МО «Александровское»				
котельная № 6 д. Ст. Юбери	240	25,92	0,124	3,214
котельная №7 с. Александрово	1084	94,556	0,321	30,352
МО «Большекибьинское»				
Котельная № 9 (больница) д. Б. Кибья	2190	236,53	0,0996	23,558
МО «Большепудгинское»				
котельная № 5 д.М.Сюга	829	163,082	0,871	142,044
Котельная № 7 с.Б.Пудга	135	29,16	0,181	5,278
МО «Большесибинское»				

Котельная № 11 д. Большие Сибы	329	25,95	0,11	2,855
МО «Большеучинское»				
Котельная №1 с. Большая Уча	2408	153,25	2,371	363,356
Котельная № 2 школа - интернат	100	н/д	0,396	-
Котельная № 3 д. Ломеслуд	786	32,99	0,24	7,918
МО «Горнякское»				
Котельная № 10 с. Горняк	2070	62,216	0,24	14,932
МО «Кватчинское»				
Котельная д. Ст. Березняк	653	8,597	0,3284	2,853
Котельная д. Н. Вишур	73	0,744	0,2037	0,152
МО «Люгинское»				
Котельная № 12 ст. Люга	1611	153,73	1,1983	184,215
МО «Маловоложикьинское»				
Котельная № 6 с. М. Воложикья	760	66,2	0,313	20,721
МО «Мельниковское»				
Котельная д. Мельниково	276	1,64	0,308	0,505
Котельная с. Русский Пычас	239	2,62	0,293	0,768
МО «Можгинское»				
Котельная № 5 с. Можга	1325	124,4	0,96	119,424
МО «Нынекское»				
Котельная №10 с. Нынек	795	55,53	0,466	25,877
МО «Нышинское»				
Котельная д. Ныша	1700	40,19	1,51	60,687
Котельная д. Комяк	320	3,75	-	-
МО «Пазяльское»				
Котельная д. Пазял	755	11,65	0,503	5,859
МО «Пычасское»				
Котельная № 1 с. Пычас	3660	79,96	2,44	195,102
МО «Старокаксинское»				

Котельная № 8 д. Ст. Какси	659	68,41	0,321	21,959
МО «Сюгаильское»				
Котельная д. Н. Р. Сюгаил	620	7,602	0,3795	2,885
Котельная ст. Сардан	273	-	-	-
МО «Черемушкинское»				
Котельная № 2 с.Черемушки	1332	146,175	1,757	256,829
Котельная № 3 Льнозавод	1938	218,855	0,975	213,384
Котельная № 13 ст.Керамик	837	93,89	0,21	19,717

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 Можгинского муниципального района 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 65.

Таблица 65.

Наименование источника	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения).
МО «Александровское»	
котельная №7 с. Александрово	28
Котельная №6 д. Ст. Юбери	28
МО «Большекибьинское»	
Котельная № 9 (больница) д. Б. Кибья	28
МО «Большепудгинское»	
котельная № 5 д.М.Сюга	18
Котельная № 7 с.Б.Пудга	27
МО «Большесибинское»	
котельная № 11 д.Большие Сибь	28
МО «Большеучинское»	
котельная д.Ст.Березняк	43
Котельная д.Н.Вишур	43
МО «Горнякское»	
котельная № 10 с.Горняк	н/д
МО «Кватчинское»	
котельная д.Ст.Березняк	23

Котельная д.Н.Вишур	9
МО «Люгинское»	
котельная № 12 ст.Люга	37
МО «Маловоложикьинское»	
котельная № 6 с.М.Воложикья	37
МО «Мельниковское»	
котельная д.Мельниково	16
Котельная с.Русский Пычас	10
МО «Можгинское»	
Котельная № 5 с.Можга	28
МО «Нынекское»	
Котельная №10 с.Нынек	28
МО «Нышинское»	
котельная д.Ныша	28
котельная д.Комяк	28
МО «Пазяльское»	
котельная д.Пазял	37
МО «Пычасское»	
котельная № 1 с.Пычас	28
МО «Старокаксинское»	
котельная № 8 д.Ст.Какси	28
МО «Сюгаильское»	
котельная д.Н.Р.Сюгаил	28
Яганское сельское поселение	
котельная № 2 с.Черемушки	28
Котельная № 3 Лънозавод	28
Котельная № 13 ст.Керамик	28

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 Можгинского муниципального района 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 2022г) – 1930,80 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 10 лет

Прогноз динамики тарифа на тепловую энергию приведён в таблице. На рисунке 112 наглядно отражена динамика тарифа.

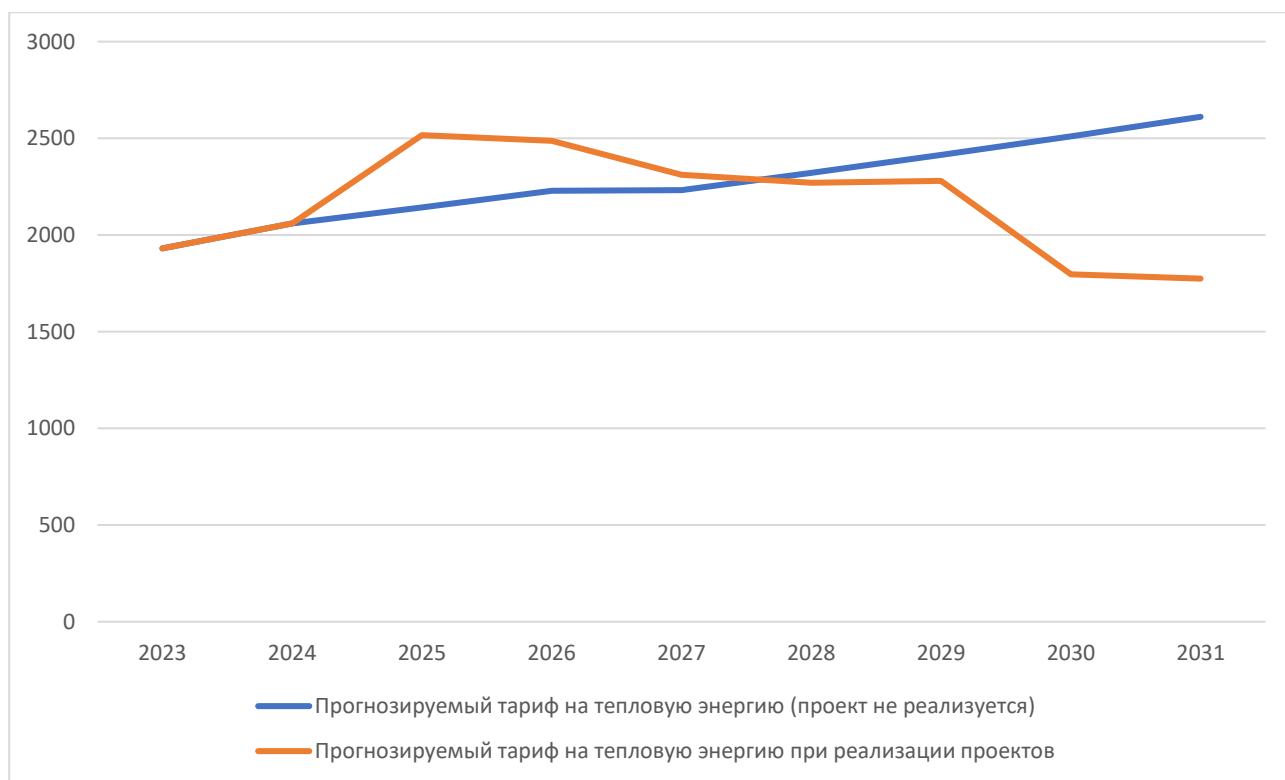


Рисунок 33.

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

Таблица 66. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации

Наименование	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Прогнозируемый тариф на тепловую энергию (проект не реализуется)	руб./Гкал	3440,10	3577,70	3720,81	3869,64	4024,43	4185,41	4352,82	4526,94	4708,01
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	126	242	420	551	635	715	837
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	51	135	715	837
Прогнозируемый тариф на тепловую энергию при реализации проектов	руб./Гкал	3440,10	3577,70	4094,81	4127,64	4104,43	4134,41	4217,82	3811,94	3871,01

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

Если инвестиционные проекты не будут реализованы, если не будет комплексной модернизации схемы теплоснабжения муниципального района, то через 8-9 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

Реестр единых теплоснабжающих организаций представлен в таблице 67.

Таблица 67.

№ п/п	Наименование источника	Организация, владеющая на праве собственности или ином законном основании источником теплоснабжения
МО «Александровское»		
1	котельная № 6 д.Ст.Юбери	ООО «КЭС»
2	Котельная № 7 с.Александрово	
МО «Большекибьинское»		
1	Котельная №9 д. Большая Кибья	ООО «КЭС»
МО «Большепудгинское»		
1	Котельная №7 с. Б. Пудга	ООО «КЭС»
2	Котельная №5 д. М. Сюга	
МО «Большесибинское»		
1	Котельная №11 д. Б. Сибы	ООО «КЭС»
МО «Большеучинское»		
1	Котельная №1 с. Большая Уча	ООО «КЭС»
2	Котельная №2 с. Большая Уча	
3	Котельная №3 д. Ломеслуд	
МО «Горнякское»		
1	котельная №10 с. Горняк	ООО «КЭС»
МО «Кватчинское»		
1	Котельная д. Н. Вишур	СПК -КОЛХОЗ «Заря»
2	Котельная д. Ст. Березняк	
МО «Люгинское»		
1	Котельная №12 ст. Люга	ООО «КЭС»
МО «Маловоложикьинское»		
1	Котельная №6 с. М. Воложикья	ООО «КЭС»
МО «Мельниковское»		
1	Котельная д. Мельниково	ООО «КЭС»
МО «Можгинское»		
1	Котельная №5 с. Можга	ООО «КЭС»
МО «Нынекское»		
1	Котельная №10 с. Нынек	ООО «КЭС»
МО «Нышенское»		
1	Котельная д. Ныша	ООО «КЭС»
2	Котельная д. Комяк	
МО «Пазяльское»		
1	Котельная №4 д. Пазял	ООО «КЭС»
МО «Пычасское»		
1	Котельная №1 с. Пычас	ООО «КЭС»

МО «Старокаксинское»		
1	Котельная №8 с. С. Какси	ООО «КЭС»
МО «Сюгаильское»		
1	Котельная д. Н. Р. Сюгаил	ООО «КЭС»
2	Котельная С. Сардан	
МО «Черемушкинское»		
1	Котельная №2 с. Черемушки	ООО «КЭС»
2	Котельная №3 с. Черемушки	
3	Котельная №13 ст. Керамик	

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 предоставлен в таблице 64.

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 муниципальное образование Кечевское 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 Пп. 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).

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 Можгинского муниципального района осуществляют организации, представленные в таблице 67.

Отпуск тепловой энергии от источников тепловой энергии Можгинского муниципального района осуществляется качественно-количественным регулированием по отопительным графикам.

Эксплуатационные зоны системы теплоснабжения определяются теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, обслуживающими эти зоны. В настоящее время на территории Можгинского муниципального района снабжением потребителей тепловой энергией занимаются организации, представленные в таблице 67.

Характеристика источников тепловой энергии представлена в таблице 1.

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 Можгинского муниципального района в период с 2023 по 2033 годы представлены в таблице 54.

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 Можгинского муниципального района в период с 2023 по 2033 годы представлены в таблице 52.

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

Согласно предоставленным данным администрацией Можгинского муниципального района, 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 МУНИЦИПАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ «МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ
МОЖГИНСКИЙ РАЙОН УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ»
НА ПЕРИОД С 2023 ДО 2033 ГОДА**

ТОМ № 2

Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения
Муниципального образования «Муниципальный округ Можгинский
район Удмуртской Республики»

Разработчик:

ООО «СтройРеконструкция»

СОГЛАСОВАНО

Директор Головина Е.В. _____

УТВЕРЖДЕНО

Глава МО «Муниципальный округ Можгинский район УР»

Васильев А.Г. _____