СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СЕЛЬСКОЕ ПОСЕЛЕНИЕ ЛОВОЗЕРО ЛОВОЗЕРСКОГО РАЙОНА МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД С 2014 ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД)

Обосновывающие материалы

Оглавление

ОГЛАВЛЕНИЕ **2**

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ **8**

ЧАСТЬ 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ **8**

а) зоны действия производственных котельных *9*
б) зоны действия индивидуального теплоснабжения *9*
ЧАСТЬ 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 11
а) структура и технические характеристики основного оборудования *11*
б) параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки *12*
в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности *13*
г) объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто *13*
д) сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса *13*
е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) *14*
ж) способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха *16*
з) среднегодовая загрузка оборудования *18*
и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети *18*
к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии *18*
л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии *18*
м) перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей. *19*
ЧАСТЬ 3. «ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ» 20
а) 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 *20*
б) карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе *21*
в) 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 *22*
г) описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях *35*
д) описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов *36*
е) описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности *37*
ж) фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети *39*
з) гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей *39*
и) статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет *44*
к) статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет *44*
л) описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов *44*
м) 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 *47*

н) описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя 52
о) оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года 53
п) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения 54
р) описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям 54
*с) сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя*55
т) анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи 56
у) уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....56
ф) сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления 56
х) перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....56
ц) данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии) 56
ЧАСТЬ 4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....58
ЧАСТЬ 5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 59
а) описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления 59
б) описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....64
в) описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии 64
г) описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом 64
д) описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....65
е) описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения.....66
ж) описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.....66
ЧАСТЬ 6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 68
а) описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.....68
б) описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии 69
в) 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 69
г) описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....69
д) описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.....69
ЧАСТЬ 7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ 71
а) 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 71
б) описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....71
ЧАСТЬ 8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ 72
а) описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....72
б) описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями 73

в) описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки *74*
г) описание использования местных видов топлива. *75*
ЧАСТЬ 9 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 76
а) поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей *76*
б) частота отключений потребителей *76*
в) поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений *76*
г) графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения) *76*
д) результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике" *76*
е) результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в подпункте "д" настоящего пункта *77*
ЧАСТЬ 10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ 78
ЧАСТЬ 11 ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 81
а) описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет *81*
б) описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения *81*
в) описание платы за подключение к системе теплоснабжения *84*
г) плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей *85*
ЧАСТЬ 12 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ 86
а) описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) *86*
б) описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) *86*
в) описание существующих проблем развития систем теплоснабжения *87*
г) описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения *88*
д) анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения *88*

ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ **89**

а) данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения *89*
б) прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе *89*
в) прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации *95*
г) прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе *104*
д) прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе *106*
е) прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя

(горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....107

ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА 108

ГЛАВА 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕ.....109

а) 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 109

б) 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.....110

в) выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей. 115

ГЛАВА 5 МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ.....117

ГЛАВА 6. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ И В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ.....118

а)расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.....118

б) 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.....120

в) сведения о наличии баков-аккумуляторов.....120

г) нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии 120

д) существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения 122

ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 124

а) 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.....124

б) 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 127

в) анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения 127

г) обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок,.....127

д) обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок 130
е) 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 130
ж) обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии 130
з) обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии 130
и) обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии 130
к) обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии 131
л) обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения, городского округа, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями 131
м) обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения 131
н) анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива 134
о) обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения 134
п) результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения 134

ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 136

а) предложений 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) 136
б) предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения 136
в) предложений по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения 136
г) предложений 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 136
д) предложений по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения 137
е) предложений по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки 137
ж) предложений по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 137
з) предложений по строительству и реконструкции насосных станций 141

ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ 142

а) 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 142
б) выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии 142
в) предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения 142
г) расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения 142
д) оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения 142

е) предложения по источникам инвестиций *142*

ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ **143**

а) расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа, города федерального значения *143*

б) результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива *143*

в) вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива *143*

ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ **144**

а) метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения *144*

б) метод и результаты обработки данных по восстановлениям отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения *145*

в) результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам *145*

г) результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки *146*

д) результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии *147*

ГЛАВА 12. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ **150**

а) оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей *150*

б) обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей *160*

в) расчеты экономической эффективности инвестиций *160*

г) расчет ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения. *196*

Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения *197*

Глава 14 Ценовые (тарифные) последствия *201*

а) тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения *201*

б) тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации *201*

в) результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей *201*

ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ **204**

ГЛАВА 16. РЕЕСТР ПРОЕКТОВ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ **207**

а) перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии *207*

б) перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них *207*

в) перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения *207*

ГЛАВА 17. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ **208**

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

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними

Централизованное теплоснабжение на территории СП Ловозеро осуществляется только в с. Ловозеро. На территории с. Ловозеро расположена одна мазутная котельная и тепловые сети. Котельную и тепловые сети эксплуатирует организация АО «МЭС».

Зона деятельности (эксплуатационной ответственности) АО «МЭС» и зона действия котельной с. Ловозеро представлена на рисунке 2.

АО «МЭС» является единственной теплоснабжающей организацией, осуществляющей производство, транспортировку, распределение и сбыт тепловой энергии на территории с. Ловозеро. Функциональная структура системы теплоснабжения с. Ловозеро представлена на рисунке 1.

За период 2014-2018 г.г. изменений в функциональной структуре теплоснабжения с. Ловозеро не произошло.

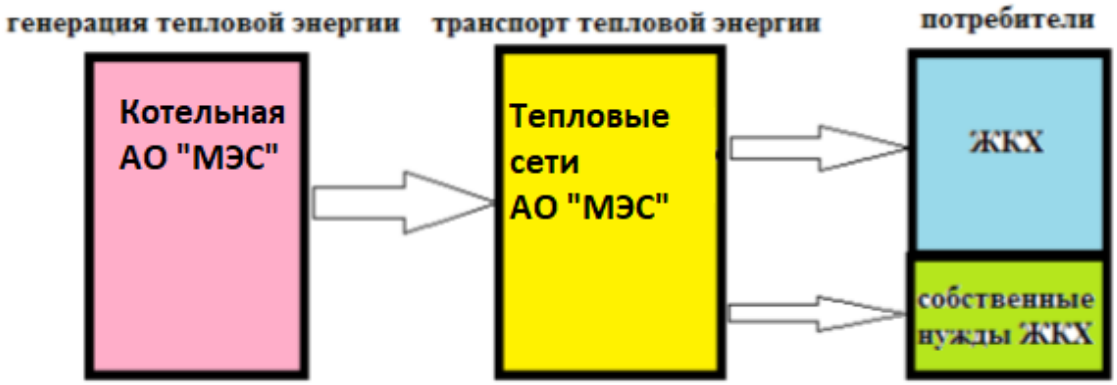


Рисунок 1 - Функциональная структура системы теплоснабжения с. Ловозеро

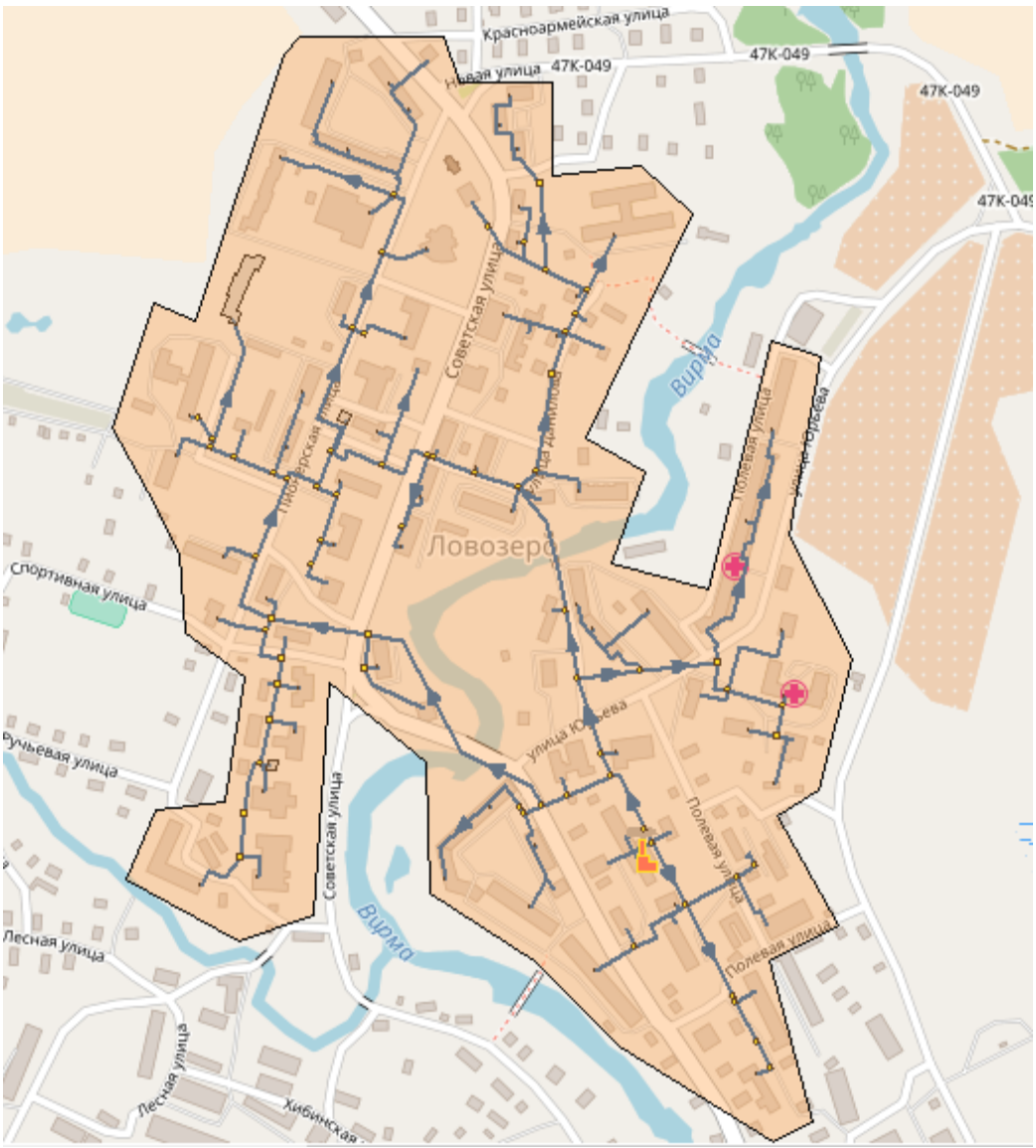


Рисунок 2 - Зона деятельности (эксплуатационной ответственности) АО «МЭС» на территории с. Ловозеро.

а) зоны действия производственных котельных

Котельная с. Ловозеро обеспечивает нужды жилищно-коммунального хозяйства и является отопительной.

Производственные котельные на территории СП Ловозеро отсутствуют.

б) зоны действия индивидуального теплоснабжения

В зоны действия индивидуального теплоснабжения входит:

- застройка с. Ловозеро, неподключенная к централизованной котельной;
- застройка с. Каневка;
- застройка с. Краснощелье;
- застройка с. Сосновка.

В зонах действия индивидуального теплоснабжения расположена индивидуальная и

малоэтажная застройка. Для нужд теплоснабжения используются отопительные печи и котлы, работающие на твердом и жидком топливе.

Подключение существующей индивидуальной застройки к сетям централизованного теплоснабжения не планируется по причине низкой плотности тепловой нагрузки.

часть 2. Источники тепловой энергии

а) структура и технические характеристики основного оборудования

На территории СП Ловозеро имеется одна котельная. Котельная расположена по адресу: с. Ловозеро, ул. Вокуева д. 10.

Котельная обеспечивает отопление и ГВС потребителей с. Ловозеро, среди которых жилой фонд, объекты соцкультбыта, общеобразовательные учреждения, объекты здравоохранения.

Основным топливом для котельной является мазут, резервного топлива не предусмотрено.

Установленная тепловая мощность котельной с. Ловозеро составляет 18,25 Гкал/ч. В состав основного оборудования котельной входят: 5 паровых котлов ДЕ-6,5/14 ГМ, теплопроизводительностью 3,65 Гкал/ч. Котлы работают на мазуте. Технические характеристики котлов представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Технические характеристики паровых котлов

Наименование	**Производительность пара, т/ч**	**Теплопроизводительность, Гкал/ч**	**Год ввода в эксплуатацию**	**КПД котла, %**
ДЕ 6,5-14ГМ №1	6,5	3,65	1987	88,04
ДЕ 6,5-14ГМ №2	6,5	3,65	1987	88,04
ДЕ 6,5-14ГМ №3	6,5	3,65	1987	88,04
ДЕ 6,5-14ГМ №4	6,5	3,65	1987	88,04
ДЕ 6,5-14ГМ №5	6,5	3,65	1987	88,04

Химводоочистка предусмотрена путем применения двухступенчатого натрий-катионирования. Вода на подпитку поступает из водопровода. Удаление кислорода и растворенных в воде агрессивных газов производится путем деаэрации в деаэраторах ДА-25/40 и ДА -25/8. Технические характеристики деаэраторов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики деаэраторов.

№	**Марка**	**Количество**	**Производительность т/ч**
ДГВ	Деаэратор горячего водоснабжения(ДА-25/40)	1	25
ДП-2	Деаэратор питательный(ДА-25/8)	2	25

Технические характеристики теплообменников представлены в таблице 3. Технические характеристики насосного оборудования представлены в таблице 4.

Таблица 3 - Технические характеристики теплообменников

№ п/п	Марка	Количество
КТО	Контактный теплообменник	1
ПВ ДГС	Подогреватель ДГС(ППМ-325х2)	2
ПСВ-1,2	Подогреватель сетевой воды(ПП-1-32-7-IV)	2

Таблица 4 - Технические характеристики насосного оборудования

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность т/ч	Мощность кВт
НСВ-1	Насос сырой воды (КМ 50/50)	1	50	11
НСВ-2	Насос сырой воды (КМ 20/30)	1	20	
НСВ-3	Насос сырой воды(КМ50/50)	1	50	11
НГВ-1	Насос горячего водоснабжения(К-100/90)	1	100	45
НГВ-2	Насос горячего водоснабжения(К-50/50)	1	50	
НГВ-3	Насос горячего водоснабжения(ЦНСГ-38/44)	1	48	11
ПН-1	Насос питательный (ЦНСГ 38/198)	1	38	30
ПН-2,3	Насос питательный (ЦНСГ 38/176)	2	38	30
СН-1,2	Насос сетевой(Д-320/50)	2	320	75

Для контроля параметров теплоносителей основное оборудование котельной оснащено средствами измерений, технологическими защитами и сигнализацией, регулирующими приборами, электрической аппаратурой автоматических систем регулирования в полном объеме, в т. ч. и средствами дистанционного управления, регулирующими и запорными органами. В качестве датчиков контроля температуры и давления на котлах установлены электроконтактные манометры и электроконтактные термометры.

б) параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Установленная тепловая мощность котельной с. Ловозеро составляет 18,25 Гкал/ч. Котельная оборудована 5 котлами паропроизводительностью 6,5 т/ч и

теплопроизводительностью 3,65 Гкал/ч каждый.

в) ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничение тепловой мощности котельной с. Ловозеро составляет – 1,316 Гкал/ч.

Располагаемая тепловая мощность котельной с. Ловозеро составляет – 16,934 Гкал/ч.

г) объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Сведения о потреблении тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Сведения о потреблении тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Наименование котельной	**Установленная тепловая мощность, Гкал/ч**	**Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч**	**Потребление тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч; %**		**Тепловая мощность нетто, Гкал/ч**
Котельная с. Ловозеро	18,25	16,934	1,287	7,6 %	15,647

д) 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 представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Срок ввода в эксплуатацию основного оборудования

Наименование котельной	**Наименование котла**	**Год ввода в эксплуатацию**
Котельная с. Ловозеро	ДЕ 6,5-14ГМ №1	1987
	ДЕ 6,5-14ГМ №2	1987
	ДЕ 6,5-14ГМ №3	1987
	ДЕ 6,5-14ГМ №4	1987
	ДЕ 6,5-14ГМ №5	1987

Средневзвешенный срок службы котлов в котельной с. Ловозеро составляет 31 год.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котлоагрегатов котельной с. Ловозеро по состоянию на 2018 год отсутствуют. Мероприятия

по продлению ресурса проводятся регулярно в соответствии с рекомендациями, определенными по результатам экспертиз промбезопасности, а также по результатам предписаний органов Ростехнадзора (в случае их наличия).

е) схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Выдача тепловой мощности от котельных осуществляется по четырехтрубной тепловой сети: подающий и обратный трубопровод системы отопления; подающий и обратный трубопровод системы ГВС. Система теплоснабжения с. Ловозеро - закрытая. Диаметр трубопроводов на выводе из котельной составляет:

- подающий и обратный трубопровод отопления – 377х10 мм;
- подающий трубопровод ГВС – 219х6 мм;
- обратный трубопровод ГВС – 159х4,5 мм.

Тепловая схема котельной с. Ловозеро представлена на рисунке 3.

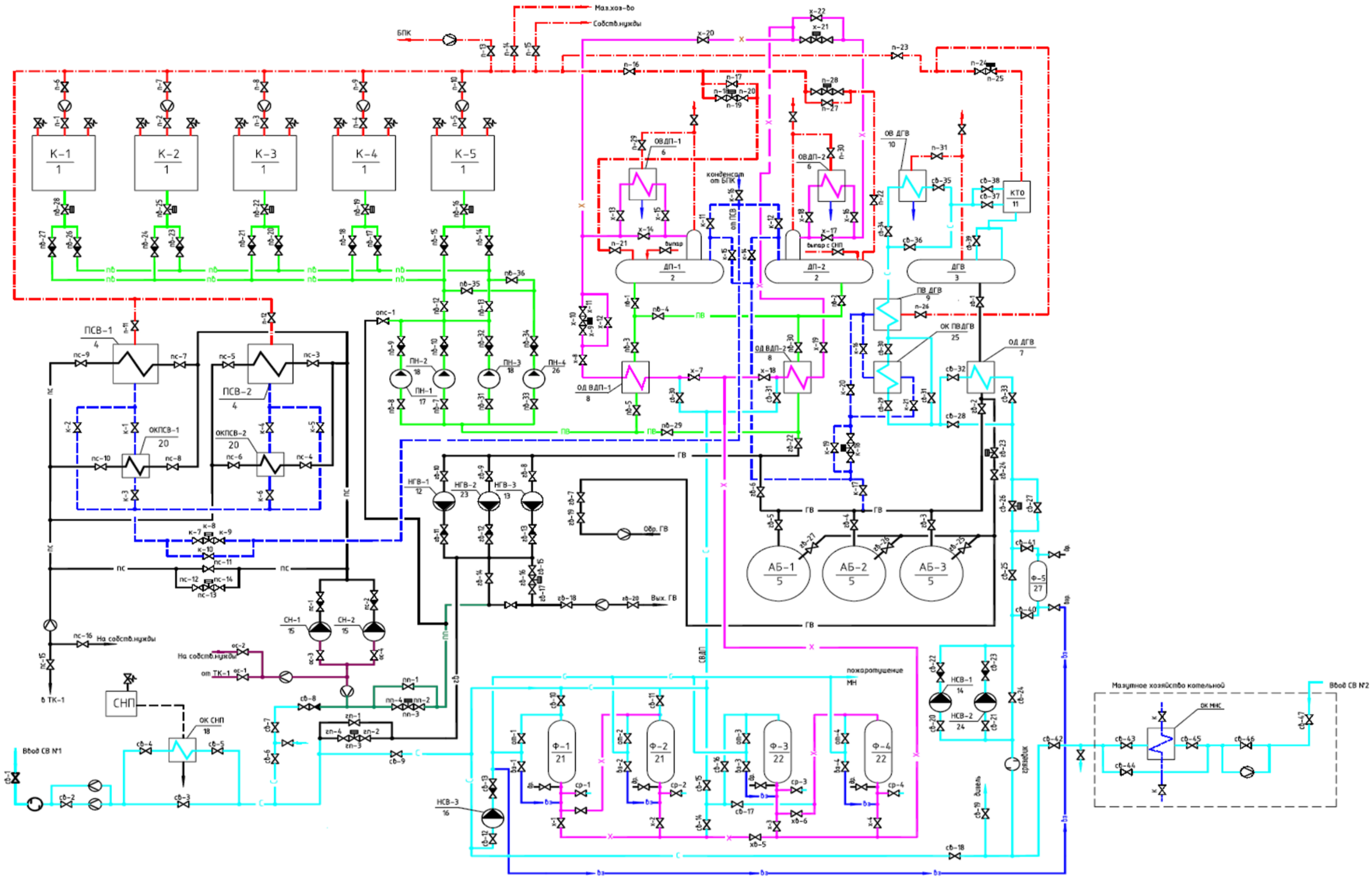


Рисунок 3 - Тепловая схема котельной с. Ловозеро

ж) способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной с. Ловозеро – качественный. Регулирование отпуска тепла на нужды отопления осуществляется с помощью изменения температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть, в зависимости от температуры наружного воздуха при постоянном расходе теплоносителя.

Изменение температуры теплоносителя производится посредством изменения количества подаваемого топлива.

Котельная с. Ловозеро осуществляет теплоснабжение по температурному графику 95/70 °С. Температура подаваемой воды в системе ГВС составляет 60 °С.

Обоснование выбора данного способа регулирования и графика изменения температур теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха является:

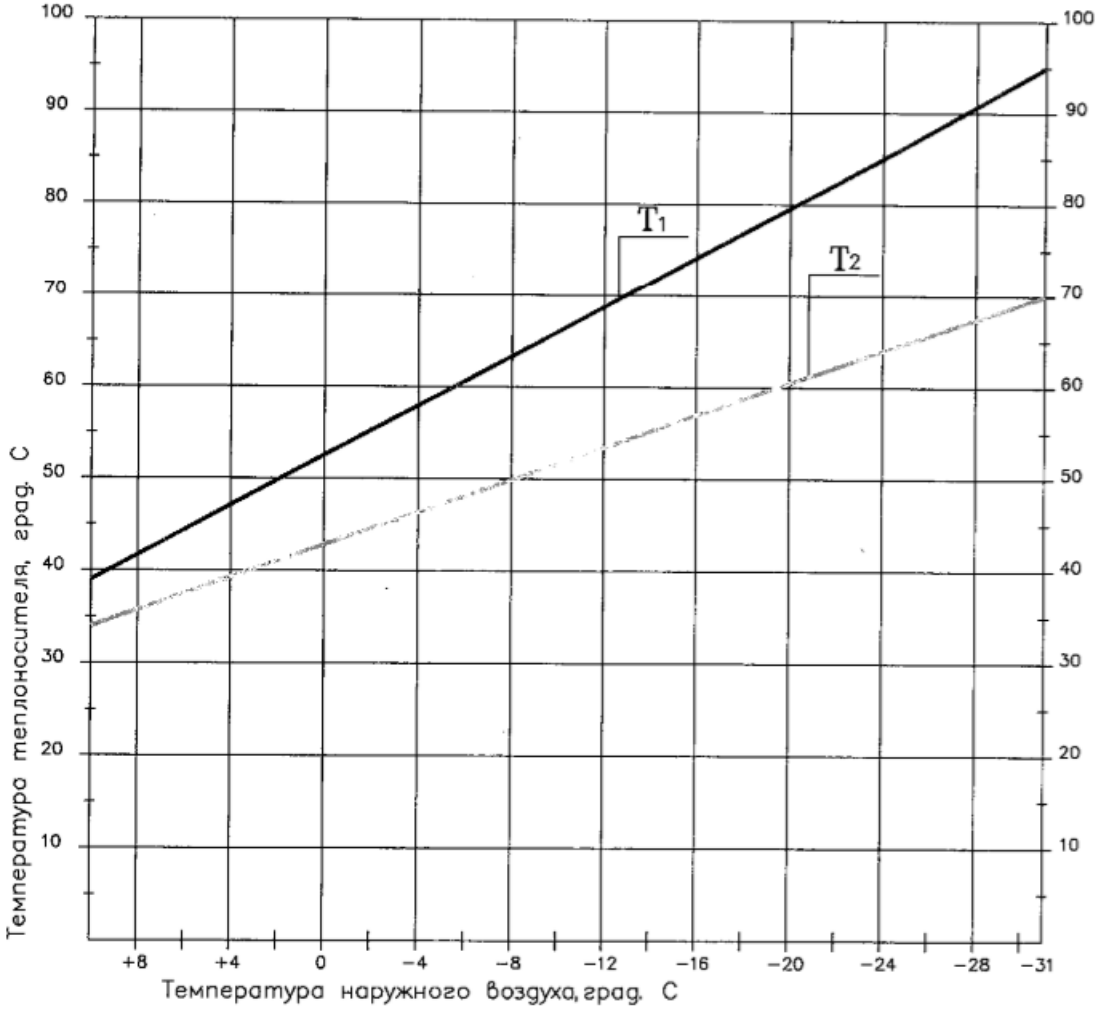
- малая протяженность тепловых сетей, отсутствие ЦТП;
- малая подключенная тепловая нагрузка;
- непосредственное (без смешивания в элеваторных узлах) присоединение абонентов к тепловым сетям, что упрощает и удешевляет обслуживание абонентских вводов;

Выбранный температурный график является обоснованным и наиболее эффективным для теплоснабжения с. Ловозеро.

Утвержденный температурный график сетевой воды в тепловых сетях от котельной с. Ловозеро представлен на рисунке 4.

"УТВЕРЖДАЮ"
Главный инженер АО "МЭС"
С.Б. Чумак
"25" 08 2016 г.

Температурный график сетевой воды в тепловых сетях от котельной с. Ловозеро



T н.в.	T_1	T_2
+10	39	34
+9	40	35
+8	42	36
+7	43	37
+6	44	37
+5	46	38
+4	47	39
+3	48	40
+2	50	41
+1	51	42
0	52	43
−1	54	44
−2	55	45
−3	57	46
−4	58	46
−5	60	47
−6	61	48
−7	62	49
−8	64	50
−9	65	51
−10	66	52
−11	67	52
−12	69	53
−13	71	54
−14	72	55
−15	73	56
−16	75	57
−17	76	57
−18	78	58
−19	79	59
−20	80	60
−21	82	61
−22	83	62
−23	84	63
−24	85	64
−25	87	65
−26	88	66
−27	89	66
−28	91	67
−29	92	68
−30	94	69
−31	95	70

T_1 – температура теплоносителя в подающем трубопроводе, град. С
T_2 – температура теплоносителя в обратном трубопроводе, град. С

Начальник ПТО К.А. Рапарцевиль

Рисунок 4 - Утвержденный температурный график котельной с. Ловозеро

з) среднегодовая загрузка оборудования

Информация о среднегодовой загрузке оборудования котельной с. Ловозеро представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Количество часов работы котлов в 2017 году

Наименование котельной	Наименование котла	Количество часов в работе, час/год
Котельная с. Ловозеро	ДЕ 6,5-14ГМ №1	4320
	ДЕ 6,5-14ГМ №2	3816
	ДЕ 6,5-14ГМ №3	4296
	ДЕ 6,5-14ГМ №4	3656
	ДЕ 6,5-14ГМ №5	5304

и) способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

На котельной с. Ловозеро установлены приборы учета тепловой энергии, отпускаемой в тепловые сети. В качестве прибора учета используется теплосчетчик состоящий из двух основных функционально самостоятельных частей: тепловычислителя и датчиков (расхода, температуры и давления теплоносителя).

к) статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

На котельной с. Ловозеро, за прошедшие 5 лет аварий не возникало. Инциденты, связанные с нештатным отключением оборудования, устранялись в регламентированные сроки. Статистика инцидентов на предприятии централизованно не ведется и не архивируется.

л) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии, функционирующих на территории СП Ловозеро, надзорными органами не выдавались.

м) перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

Источники тепловой энергии, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории СП Ловозеро отсутствуют.

часть 3. «Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты»

а) 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

Тепловы сети котельной с. Ловозеро эксплуатирует организация АО «МЭС». Система теплоснабжения – закрытая с централизованными сетями ГВС. На тепловых сетях отсутствуют ЦТП. Тепловые сети четырехтрубные: подающий и обратный трубопровод системы отопления; подающий и обратный трубопровод системы ГВС.

Вывод тепловой сети из котельной с. Ловозеро имеет следующие технические параметры:

- диаметр подающего и обратного трубопровод отопления – 377х10 мм;
- диаметр подающего трубопровода ГВС – 219х6 мм;
- диаметр обратного трубопровода ГВС – 159х4,5 мм.

Протяженность тепловых сетей котельной с. Ловозеро составляет:

- протяжённость двухтрубных тепловых сетей системы отопления – 4193,3 м (в двухтрубном исчислении);
- протяжённость двухтрубных сетей ГВС – 3160, 4 м (в двухтрубном исчислении);
- протяжённость однотрубных сетей ГВС - 705,6 м (в однотрубном исчислении).

Общая протяженность трассы тепловых сетей отопления и ГВС составляет – 8059,3 м. При этом общая протяженность трубопроводов системы отопления и ГВС составляет 15413 м (в однотрубном исчислении).

Схема тепловых сетей котельной с. Ловозеро представлена в следующем разделе.

б) карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе

Рисунок 5-Схема тепловых сетей котельной с. Ловозеро

в) 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

Тепловые сети котельной с. Ловозеро четырехтрубные: подающий и обратный трубопровод системы отопления; подающий и обратный трубопровод системы ГВС.

Тип компенсирующих устройств на тепловых сетях: П-образные компенсаторы и естественные углы поворотов трассы.

В местах прокладки тепловой сети грунты мокрые до 50%.

Параметры тепловых сетей котельной с. Ловозеро представлены в таблицах ниже.

Таблица 8 - Параметры тепловых сетей отопления котельной с. Ловозеро

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Материальная характеристика, м^2	Фактический срок эксплуатации, лет
1	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	9,00	377	6,8	31
2	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	52,40	377	39,5	31
3	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	11,20	377	8,4	31
4	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	16,70	325	10,9	31
5	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	99,50	273	54,3	31
6	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	45,00	273	24,6	30
7	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	41,50	273	22,7	30
8	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	38,60	273	21,1	30
9	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	39,10	273	21,3	30
10	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	42,60	219	18,7	29
11	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	34,60	219	15,2	29
12	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	17,40	219	7,6	29
13	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	67,70	108	14,6	14
14	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	38,50	219	16,9	34
15	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	74,70	219	32,7	34
16	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	32,50	133	8,6	15
17	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	31,00	219	13,6	23
18	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	13,20	219	5,8	23
19	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	22,00	219	9,6	23
20	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	6,70	219	2,9	23
21	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	43,10	159	13,7	23
22	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	24,30	219	10,6	24
23	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	83,20	273	45,4	24
24	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	73,80	273	40,3	24
25	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	20,00	273	10,9	12
26	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	22,00	273	12,0	12
27	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	33,70	325	21,9	12
28	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	44,30	325	28,8	12

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Материальная характеристика, м^2	Фактический срок эксплуатации, лет
29	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	6,20	219	2,7	11
30	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	38,70	219	17,0	11
31	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	61,00	219	26,7	11
32	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	54,20	159	17,2	11
33	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	10,50	159	3,3	26
34	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	14,30	159	4,5	26
35	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	10,70	159	3,4	26
36	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	17,80	159	5,7	26
37	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	39,30	159	12,5	26
38	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	2,30	108	0,5	26
39	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	13,50	108	2,9	26
40	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	20,60	219	9,0	33
41	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	91,50	219	40,1	33
42	Отопление (2-х трубный)	сталь	ППУ	54,00	219	23,7	1
43	Отопление (2-х трубный)	сталь	ППУ	22,30	219	9,8	2
44	Отопление (2-х трубный)	сталь	ППУ	22,70	219	9,9	2
45	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	39,60	108	8,6	33
46	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	30,40	108	6,6	9
47	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	12,00	57	1,4	33
48	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	36,10	57	4,1	33
49	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	130,60	273	71,3	24
50	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	13,80	114	3,1	24
51	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	82,00	219	35,9	24
52	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	49,80	273	27,2	24
53	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	64,30	219	28,2	27
54	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	80,90	219	35,4	27
55	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	42,90	219	18,8	15
56	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	47,90	108	10,3	15
57	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	19,30	108	4,2	15
58	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	29,90	325	19,4	30

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Материальная характеристика, м^2	Фактический срок эксплуатации, лет
59	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	22,40	325	14,6	32
60	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	29,50	219	12,9	32
61	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	63,10	325	41,0	24
62	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	30,10	325	19,6	24
63	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	142,50	325	92,6	24
64	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	90,50	325	58,8	24
65	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	33,10	127	8,4	24
66	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	26,30	219	11,5	30
67	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	69,70	219	30,5	30
68	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	4,10	219	1,8	30
69	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	2,90	159	0,9	17
70	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	21,80	159	6,9	17
71	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	31,10	159	9,9	17
72	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	24,60	159	7,8	17
73	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	115,40	219	50,5	29
74	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	5,40	159	1,7	8
75	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	44,20	159	14,1	8
76	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	33,90	159	10,8	8
77	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	14,40	89	2,6	34
78	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	2,30	108	0,5	29
79	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	13,00	159	4,1	23
80	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	19,20	133	5,1	15
81	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	7,40	108	1,6	23
82	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	46,00	108	9,9	14
83	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	24,70	57	2,8	15
84	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	45,20	57	5,2	16
85	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	2,60	57	0,3	16
86	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	22,20	57	2,5	12
87	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	47,30	89	8,4	24
88	Отопление (2-х трубный)	сталь	ППУ	59,10	114	13,5	3
89	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	4,00	57	0,5	9
90	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	3,90	57	0,4	9
91	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	12,00	127	3,0	16

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Материальная характеристика, м^2	Фактический срок эксплуатации, лет
92	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	14,70	108	3,2	16
93	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	26,90	89	4,8	17
94	Отопление (2-х трубный)	пласт.		3,60	80	0,6	9
95	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	32,30	219	14,1	26
96	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	39,20	89	7,0	26
97	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	8,90	127	2,3	10
98	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	5,80	76	0,9	9
99	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	38,40	57	4,4	9
100	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	18,00	159	5,7	16
101	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	35,00	108	7,6	14
102	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	13,20	114	3,0	27
103	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	22,80	57	2,6	15
104	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	6,70	57	0,8	15
105	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	15,00	159	4,8	17
106	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	20,90	133	5,6	17
107	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	31,10	108	6,7	13
108	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	19,70	57	2,2	29
109	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	4,20	89	0,7	29
110	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	44,70	133	11,9	30
111	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	15,70	89	2,8	19
112	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	6,10	89	1,1	19
113	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	3,80	32	0,2	11
114	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	7,50	89	1,3	19
115	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	49,10	159	15,6	26
116	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	18,80	159	6,0	26
117	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	49,90	133	13,3	24
118	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	35,30	89	6,3	26
119	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	43,30	159	13,8	26
120	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	60,70	159	19,3	27
121	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	20,00	114	4,6	27
122	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	86,70	159	27,6	32
123	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	44,00	108	9,5	32
	Итого:			4193,30		1667,9	

Таблица 9 - Параметры сетей ГВС котельной с. Ловозеро

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Материальная характеристика, м^2	Фактический срок эксплуатации, лет
1г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	9,00	219	2,0	31
					159	1,4	
2г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	52,40	219	11,5	31
					159	8,3	
3г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	11,20	219	2,5	31
					159	1,8	
4г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	16,70	219	3,7	31
					108	1,8	
5г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	99,50	159	15,8	31
					108	10,7	
6г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	45,00	159	7,2	30
					108	4,9	
7г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	41,50	159	6,6	30
					108	4,5	
8г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	38,60	159	6,1	30
					108	4,2	
9г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	39,10	159	6,2	30
					108	4,2	
10г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	42,60	159	6,8	29
11г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	34,60	159	5,5	29
12г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	17,40	159	2,8	29
13г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	67,70	89	6,0	14
14г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	38,50	159	6,1	34
15г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	74,70	159	11,9	34
16г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	32,50	89	2,9	15
17г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	31,00	159	4,9	23
					76	2,4	

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Материальная характеристика, м^2	Фактический срок эксплуатации, лет
18г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	13,20	159	2,1	23
					76	1,0	
19г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	22,00	108	2,4	23
					76	1,7	
20г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	6,70	108	0,7	23
					76	0,5	
21г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	43,10	108	4,7	23
22г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	24,30	219	5,3	24
					127	3,1	
23г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	83,20	219	18,2	24
					159	13,2	
24г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	73,80	219	16,2	24
					159	11,7	
25г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	20,00	159	3,2	12
					108	2,2	
26г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	22,00	159	3,5	12
					108	2,4	
27г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	33,70	159	5,4	12
					108	3,6	
28г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	44,30	159	7,0	12
					108	4,8	
29г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	6,20	159	1,0	11
					108	0,7	
30г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	38,70	159	6,2	11
					108	4,2	
31г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	61,00	159	9,7	11
					57	3,5	
32г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	54,20	159	8,6	11
					57	3,1	
33г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	10,50	108	1,1	26

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Материальная характеристика, м^2	Фактический срок эксплуатации, лет
					108	1,1	
34г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	14,30	108	1,5	26
					57	0,8	
35г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	10,70	108	1,2	26
					57	0,6	
36г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	17,80	108	1,9	26
					57	1,0	
37г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	39,30	108	4,2	26
					57	2,2	
38г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	2,30	89	0,2	26
					57	0,1	
39г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	13,50	89	1,2	26
					57	0,8	
40г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	20,60	159	3,3	33
					108	2,2	
41г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	91,50	159	14,5	33
					108	9,9	
42г	ГВС (2-х трубный)	сталь	ППУ	54,00	159	8,6	1
		сталь			108	5,8	
43г	ГВС (2-х трубный)	сталь	ППУ	22,30	159	3,5	2
		сталь			108	2,4	
44г	ГВС (2-х трубный)	сталь	ППУ	22,70	159	3,6	2
		сталь			108	2,5	
45г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	39,60	89	3,5	33
					89	3,5	
46г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	30,40	76	2,3	9
					76	2,3	
47г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	11,00	76	0,8	9
					76	0,8	
48г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	1,00	25	0,0	9
49г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	36,10	25	0,9	9
50г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	130,60	219	28,6	24

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Материальная характеристика, м^2	Фактический срок эксплуатации, лет
					76	9,9	
51г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	13,80	28	0,4	24
					28	0,4	
52г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	82,00	159	13,0	24
					127	10,4	
53г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	49,80	159	7,9	24
					127	6,3	
54г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	64,30	159	10,2	27
					108	6,9	
55г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	80,90	159	12,9	27
					108	8,7	
56г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	42,90	159	6,8	15
					108	4,6	
57г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	47,90	108	5,2	15
58г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	19,30	108	2,1	15
59г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	29,90	219	6,5	30
					159	4,8	
60г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	22,40	219	4,9	32
					159	3,6	
61г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	29,50	159	4,7	32
					108	3,2	
62г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	63,10	219	13,8	24
					159	10,0	
63г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	30,10	219	6,6	24
					159	4,8	
64г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	142,50	219	31,2	24
					159	22,7	
65г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	90,50	219	19,8	24
					159	14,4	
66г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	33,10	108	3,6	24
					57	1,9	
67г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	26,30	159	4,2	30

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Материальная характеристика, м^2	Фактический срок эксплуатации, лет
					57	1,5	
68г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	63,10	159	10,0	30
					57	3,6	
69г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	4,10	159	0,7	30
					57	0,2	
70г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	2,90	89	0,3	17
					42	0,1	
71г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	21,80	89	1,9	17
					42	0,9	
72г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	31,10	89	2,8	17
					42	1,3	
73г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	24,60	68	1,7	17
					68	1,7	
74г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	14,40	57	0,8	34
75г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	2,30	57	0,1	29
76г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	13,00	108	1,4	23
77г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	19,20	32	0,6	15
78г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	7,40	32	0,2	23
79г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	46,00	57	2,6	14
					57	2,6	
80г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	24,70	57	1,4	15
81г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	45,20	57	2,6	16
82г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	2,60	57	0,1	16
83г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	22,20	20	0,4	12
84г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	47,30	57	2,7	24
					25	1,2	
85г	ГВС (2-х трубный)	пласт.	вспененный полиэтилен	59,10	20	1,2	3
86г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	4,00	25	0,1	9
87г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	3,90	25	0,1	9
88г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	12,00	108	1,3	16

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Материальная характеристика, м^2	Фактический срок эксплуатации, лет
					57	0,7	
89г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	14,70	89	1,3	16
					42	0,6	
90г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	26,90	57	1,5	17
					22	0,6	
91г	ГВС (однотрубный)	пласт.		3,60	50	0,2	9
92г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	32,30	133	4,3	26
					133	4,3	
93г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	39,20	108	4,2	26
					89	3,5	
94г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	8,90	108	1,0	10
					42	0,4	
95г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	5,80	57	0,3	9
96г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	38,40	57	2,2	9
97г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	18,00	108	1,9	16
					32	0,6	
98г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	35,00	76	2,7	14
					57	2,0	
99г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	13,20	89	1,2	27
100г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	22,80	25	0,6	15
101г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	15,00	133	2,0	17
					42	0,6	
102г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	20,90	108	2,3	17
					32	0,7	
103г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	31,10	89	2,8	13
					25	0,8	
104г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	44,70	68	3,0	31
					68	3,0	
105г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	6,10	57	0,3	19
					32	0,2	
106г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	15,70	57	0,9	19
					32	0,5	

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Материальная характеристика, м^2	Фактический срок эксплуатации, лет
107г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	7,50	57	0,4	19
108г	ГВС (2-х трубный)	пласт.	вспененный полиэтилен	50,30	75	3,8	2
					20	1,0	
109г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	18,80	89	1,7	26
					57	1,1	
110г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	38,20	89	3,4	26
					57	2,2	
111г	ГВС (2-х трубный)	пласт.	вспененный полиэтилен	55,50	50	2,8	10
					20	1,1	
112г	ГВС (однотрубный)	пласт.	вспененный полиэтилен	20,00	50	1,0	10
113г	ГВС (2-х трубный)	пласт.	вспененный полиэтилен	93,60	75	7,0	10
					32	3,0	
114г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	44,00	89	3,9	32
					25	1,1	
	Итого:			3866,0		816,9	

Таблица 10 – Распределение тепловых сетей котельной с. Ловозеро по типу прокладки

№ п/п	Тип прокладки	Ед. изм.	Протяженность участков/ количество вводов
1	**Общая протяженность сетей (тепловой и ГВС)**	**м**	**8059,3**
2	**Протяженность тепловой сети отопления (двухтрубной), в т.ч.:**	**м**	**4193,30**
	А. Протяженность надземной прокладки	м	723,20
	а) на опорах	м	315,40
	б) на опорах в ППУ	м	
	в) в подвалах домов	м	407,80
	г) в лотках	м	

№ п/п	Тип прокладки	Ед. изм.	Протяженность участков/ количество вводов
	Б. Протяженность подземной прокладки	м	3470,10
	а) в непроходных каналах	м	3312,00
	б) в непроходных каналах в ППУ	м	158,10
	б) в лотках	м	
	б) в лотках в ППУ	м	
	Количество вводов	шт.	36
3	**Общая протяженность сети ГВС**	**м**	**3866,00**
3.1	Протяженность сети ГВС (однотрубной), в т.ч.:	м	705,60
	А. Протяженность надземной прокладки	м	27,50
	а) на опорах	м	7,50
	б) в лотках	м	
	в) в подвалах домов	м	20,00
	г) в подвалах домов в ППУ	м	
	Б. Протяженность подземной прокладки	м	678,10
	а) в непроходных каналах	м	678,10
	б) в непроходных каналах в ППУ	м	
3.2	Протяженность сети ГВС (двухтрубной), в т.ч.:	м	3160,40
	А. Протяженность надземной прокладки	м	574,00
	а) на опорах	м	273,60
	б) в лотках	м	
	в) в подвалах домов	м	300,40
	г) в подвалах домов в ППУ	м	
	Б. Протяженность подземной прокладки	м	2586,40
	а) в непроходных каналах	м	2428,30
	б) в непроходных каналах в ППУ	м	158,10
	в) в лотках	м	
	Количество вводов	шт.	32

г) описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

На тепловых сетях котельной с. Ловозеро всего установлено 308 шт. запорной арматуры.

Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях представлено в таблице ниже.

Таблица 11 - Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях котельной с. Ловозеро

Наименование	Количество, шт
Сети отопления	
Запорная арматура, в т.ч.:	**189**
Задвижки:	**119**
Dy 50 чугун	11
Dy 80 чугун	18
Dy 100 чугун	22
Dy 125 чугун	8
Dy 150 чугун	13
Dy 200 чугун	7
Dy 250 чугун	6
Dy 300 чугун	2
Dy 50 сталь	4
Dy 100 сталь	4
Dy 150 сталь	4
Dy 200 сталь	8
Dy 250 сталь	6
Dy 300 сталь	6
Вентили:	**20**
Dy 40 чугун	2
Dy 50 чугун	9
Dy 80 чугун	1
Dy 50 сталь	4
Dy 200 сталь	2
Dy 250 сталь	2
Краны шаровые:	**50**
Dy 25 сталь	1
Dy 32 сталь	1
Dy 40 сталь	2
Dy 50 сталь	8
Dy 80 сталь	16
Dy 100 сталь	18
Dy 150 сталь	4
Сети ГВС	
Запорная арматура, в т. ч.:	**119**
Задвижки:	**60**
Dy 50 чугун	10
Dy 80 чугун	8
Dy 100 чугун	14
Dy 125 чугун	2
Dy 150 чугун	13

Наименование	Количество, шт
Dy 200 чугун	1
Dy 250 чугун	1
Dy 80 сталь	2
Dy 150 сталь	6
Dy 200 сталь	2
Dy 250 сталь	1
Вентили:	**28**
Dy 25 чугун	4
Dy 32 чугун	5
Dy 40 чугун	4
Dy 50 чугун	13
Dy 50 сталь	2
Краны шаровые:	**31**
Dy 20 пластик	2
Dy 25 пластик	1
Dy 32 пластик	1
Dy 40 пластик	1
Dy 50 пластик	1
Dy 80 пластик	1
Dy 25 сталь	2
Dy 40 сталь	1
Dy 50 сталь	9
Dy 80 сталь	8
Dy 100 сталь	3
Dy 150 сталь	1

д) описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Для обслуживания запорной арматуры при подземной прокладке на сетях установлены тепловые камеры.

В тепловых камерах установлены задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания.

Тепловые камеры выполнены в основном из сборных железобетонных конструкций, оборудованных приямками, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного приямка. В перекрытии оборудовано два или четыре люка.

Типы и количество тепловых камер на тепловых сетях котельной с. Ловозеро представлено в таблице ниже.

Таблица 12 - Типы и количество тепловых камер на тепловых сетях котельной с. Ловозеро

Наименование	Ед. изм	Количество
Общее количество камер	шт.	50
Общее количество смотровых колодцев	шт.	16
Общее количество компенсаторов	шт.	32
Общее количество опор, в т. ч.:	шт.	44

Наименование	Ед. изм	Количество
а) металлические	шт.	20
б) железобетонные	шт.	24

е) описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной с. Ловозеро – качественный. Регулирование отпуска тепла на нужды отопления осуществляется с помощью изменения температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть, в зависимости от температуры наружного воздуха при постоянном расходе теплоносителя.

Изменение температуры теплоносителя производится посредством изменения количества подаваемого топлива.

Котельная с. Ловозеро осуществляет теплоснабжение по температурному графику 95/70 °С. Температура подаваемой воды в системе ГВС составляет 60 °С.

Обоснование выбора данного способа регулирования и графика изменения температур теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха является:

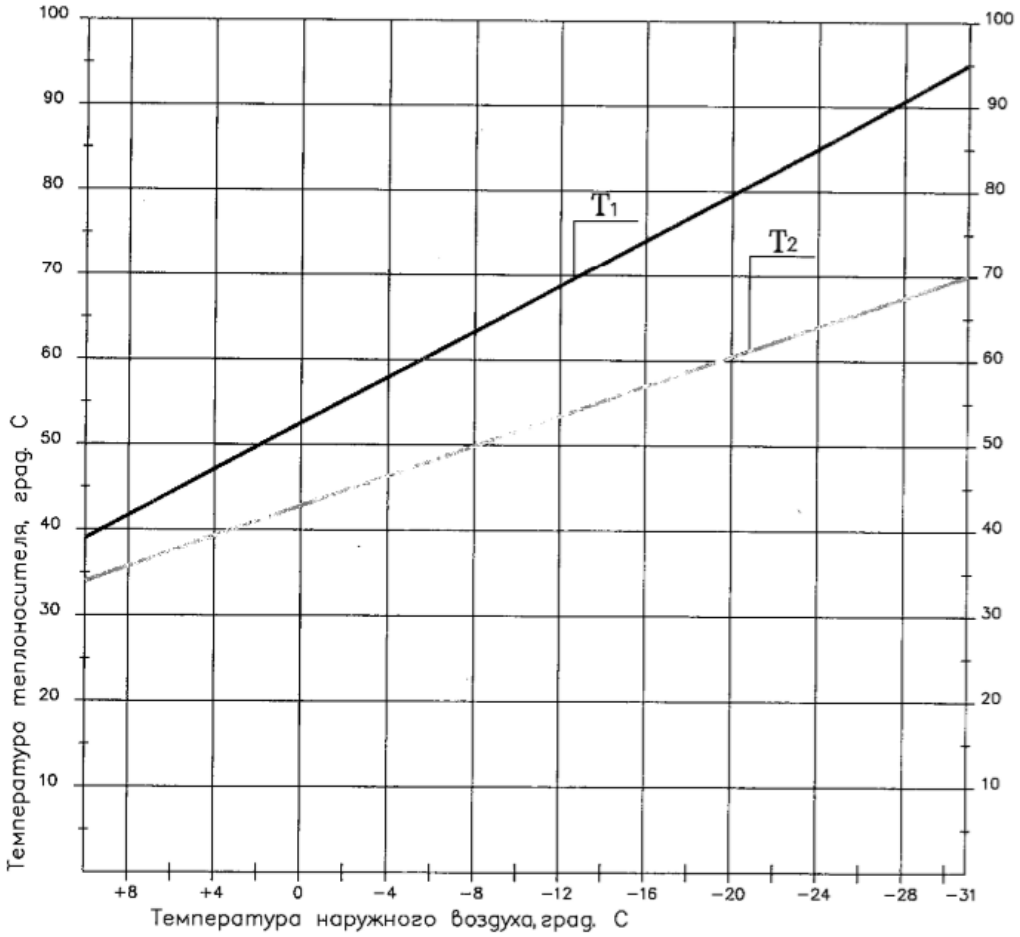
- малая протяженность тепловых сетей, отсутствие ЦТП;
- малая подключенная тепловая нагрузка;
- непосредственное (без смешивания в элеваторных узлах) присоединение абонентов к тепловым сетям, что упрощает и удешевляет обслуживание абонентских вводов;

Выбранный температурный график является обоснованным и наиболее эффективным для теплоснабжения с. Ловозеро.

Утвержденный температурный график сетевой воды в тепловых сетях от котельной с. Ловозеро представлен на рисунке 6.

"УТВЕРЖДАЮ"
Главный инженер АО "МЭС"
С.Б. Чумак
"25" 08 2016 г.

Температурный график сетевой воды в тепловых сетях от котельной с. Ловозеро



Т н.в.	T_1	T_2
+10	39	34
+9	40	35
+8	42	36
+7	43	37
+6	44	37
+5	46	38
+4	47	39
+3	48	40
+2	50	41
+1	51	42
0	52	43
−1	54	44
−2	55	45
−3	57	46
−4	58	46
−5	60	47
−6	61	48
−7	62	49
−8	64	50
−9	65	51
−10	66	52
−11	67	52
−12	69	53
−13	71	54
−14	72	55
−15	73	56
−16	75	57
−17	76	57
−18	78	58
−19	79	59
−20	80	60
−21	82	61
−22	83	62
−23	84	63
−24	85	64
−25	87	65
−26	88	66
−27	89	66
−28	91	67
−29	92	68
−30	94	69
−31	95	70

T_1 – температура теплоносителя в подающем трубопроводе, град. С
T_2 – температура теплоносителя в обратном трубопроводе, град. С

Начальник ПТО К.А. Рапарцевиль

Рисунок 6 - Утвержденный температурный график котельной с. Ловозеро

ж) фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Фактические температурные режимы отпуска тепла соответствуют утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

з) гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

Гидравлические режимы работы тепловых сетей котельной с. Ловозеро представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Существующие гидравлические режимы работы тепловых сетей

Параметры работы тепловых сетей отопления	**Ед. измерения**	**Показатель**
Давление в подающем трубопроводе	кгс/см^2	4,5
Давление в обратном трубопроводе	кгс/см^2	3,0
Расход сетевой воды на отопление	т/ч	315,0
Минимальный расход воды на подпитку теплосети	т/ч	1,8
Максимальный расход воды на подпитку теплосети	т/ч	3,0

Пьезометрические графики тепловых сетей (отопления) котельной с. Ловозеро представлены на рисунках ниже.

В ходе построения пьезометрических графиков выявлено, что пропускная способность тепловых сетей отопления достаточна для качественного обеспечения тепловой энергией всех потребителей.

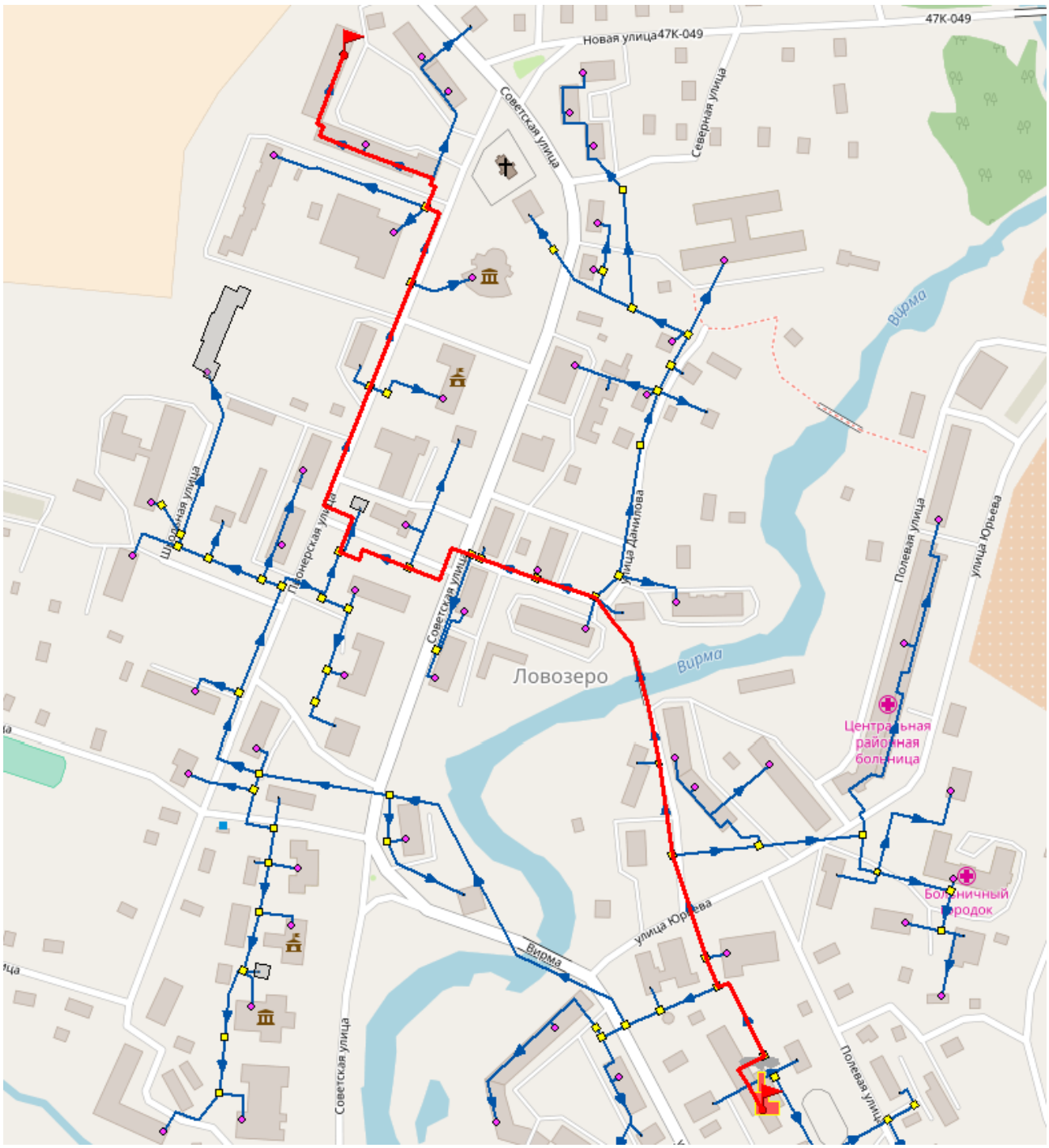
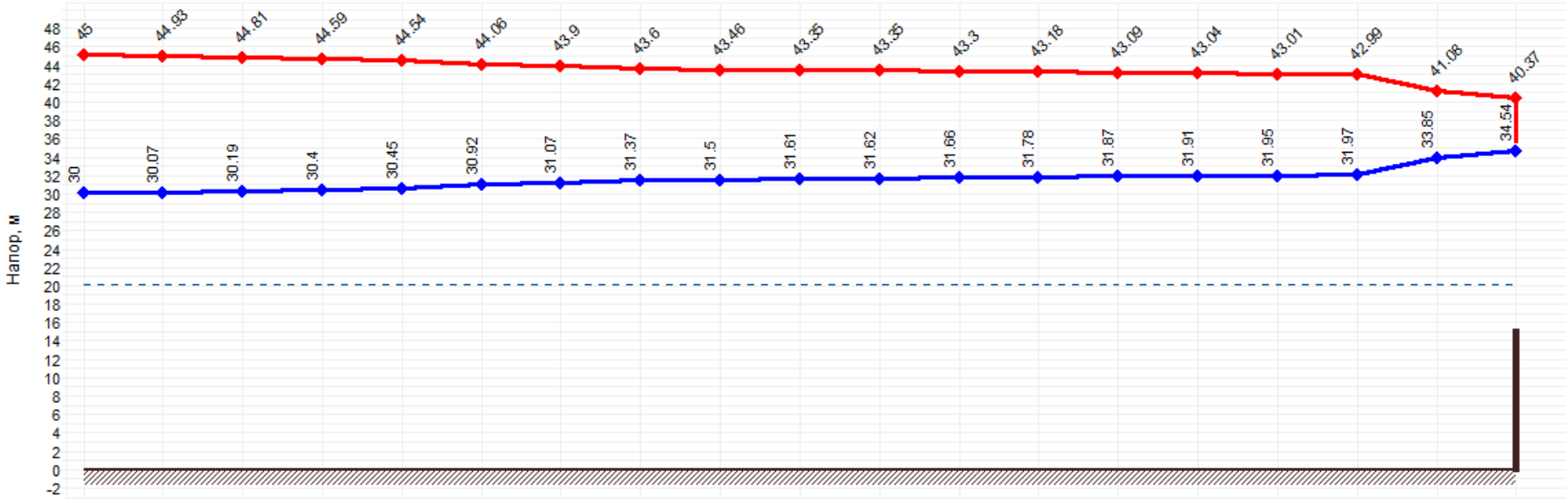


Рисунок 7– Путь построения пьезометрического графика от котельной с. Ловозеро до дома ул. Пионерская, 4



Наименование узла	Кот.	у	ТК-1	ТК-2	ТК-3	ТК-4	ТК-5	ТК-6	ТК-7	ТК-8	ТК-9	ТК-11	ТК-12	ТК-39	ТК-41	ТК-42	у	у	
Полный напор в обратном трубопроводе, м	30	30.1	30.2	30.4	30.5	30.9	31.1	31.4	31.5	31.6	31.6	31.7	31.8	31.9	31.9	31.9	32	33.8	34.5
Располагаемый напор, м	15	14.867	14.62	14.197	14.084	13.133	12.827	12.23	11.957	11.739	11.728	11.645	11.405	11.219	11.13	11.062	11.026	7.228	5.825
Диаметр участка, м	0.35	0.35	0.35	0.3	0.25	0.25	0.25	0.2	0.2	0.25	0.25	0.2	0.25	0.25	0.25	0.2	0.08	0.08	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.937	0.937	0.891	0.714	1.006	0.615	0.615	0.616	0.565	0.362	0.326	0.501	0.326	0.302	0.29	0.298	1.197	0.526	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.918	-0.918	-0.872	-0.699	-0.985	-0.602	-0.602	-0.603	-0.553	-0.354	-0.32	-0.49	-0.32	-0.296	-0.285	-0.292	-1.175	-0.517	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	3.156	3.156	2.852	2.226	5.534	2.075	2.074	2.753	2.32	0.723	0.59	1.822	0.589	0.505	0.468	0.649	32.582	6.337	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	3.086	3.086	2.789	2.178	5.411	2.029	2.029	2.693	2.27	0.708	0.578	1.784	0.578	0.496	0.461	0.639	31.978	6.231	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	312.75	312.75	297.24	175.08	171.24	104.68	104.67	67.13	61.61	61.6	55.61	54.56	55.55	51.42	49.49	32.44	20.89	9.19	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-311.52	-311.53	-296.11	-174.43	-170.6	-104.24	-104.25	-66.85	-61.35	-61.35	-55.37	-54.34	-55.35	-51.26	-49.36	-32.37	-20.85	-9.17	

Рисунок 8 – Пьезометрический график от котельной с. Ловозеро до дома ул. Пионерская, 4

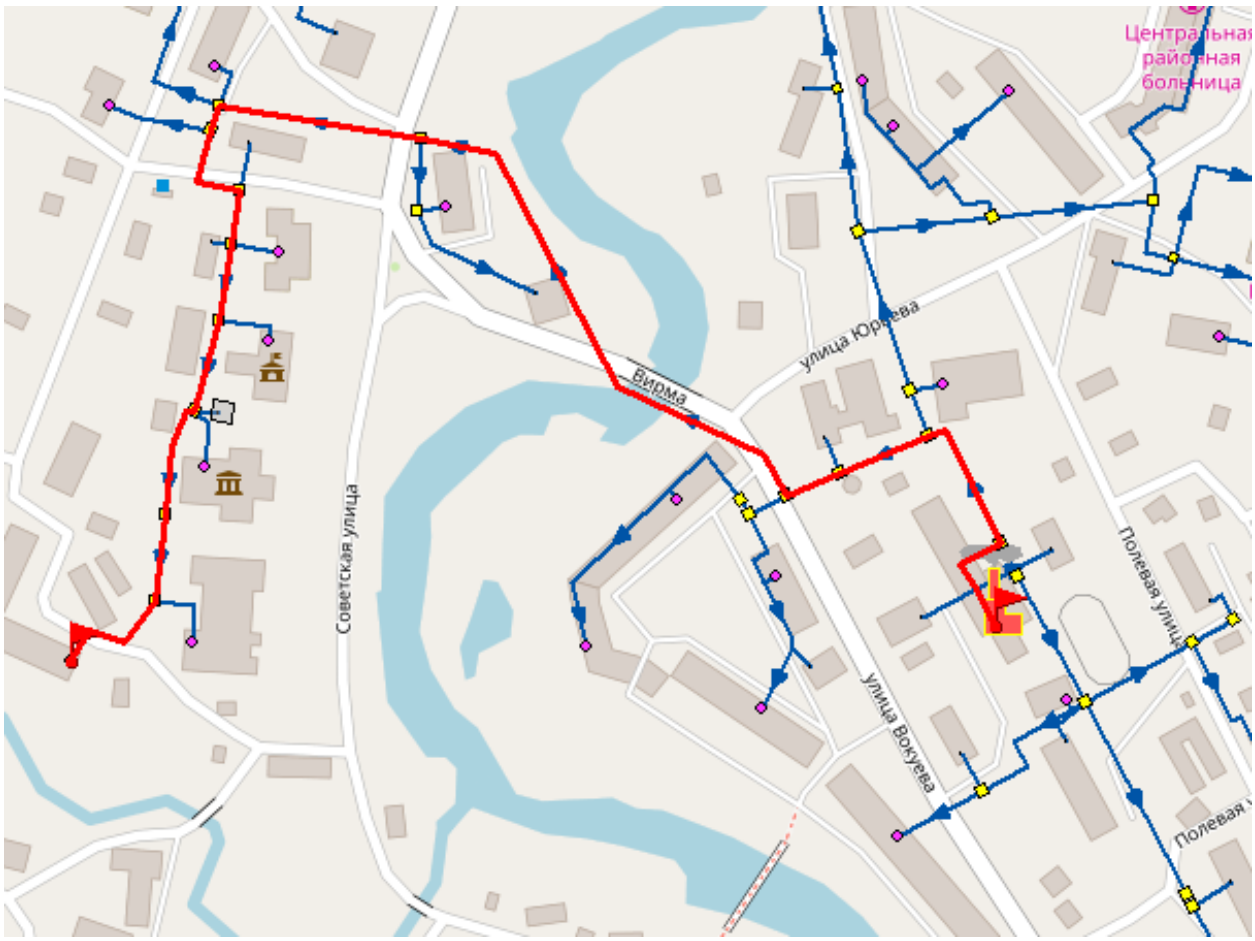
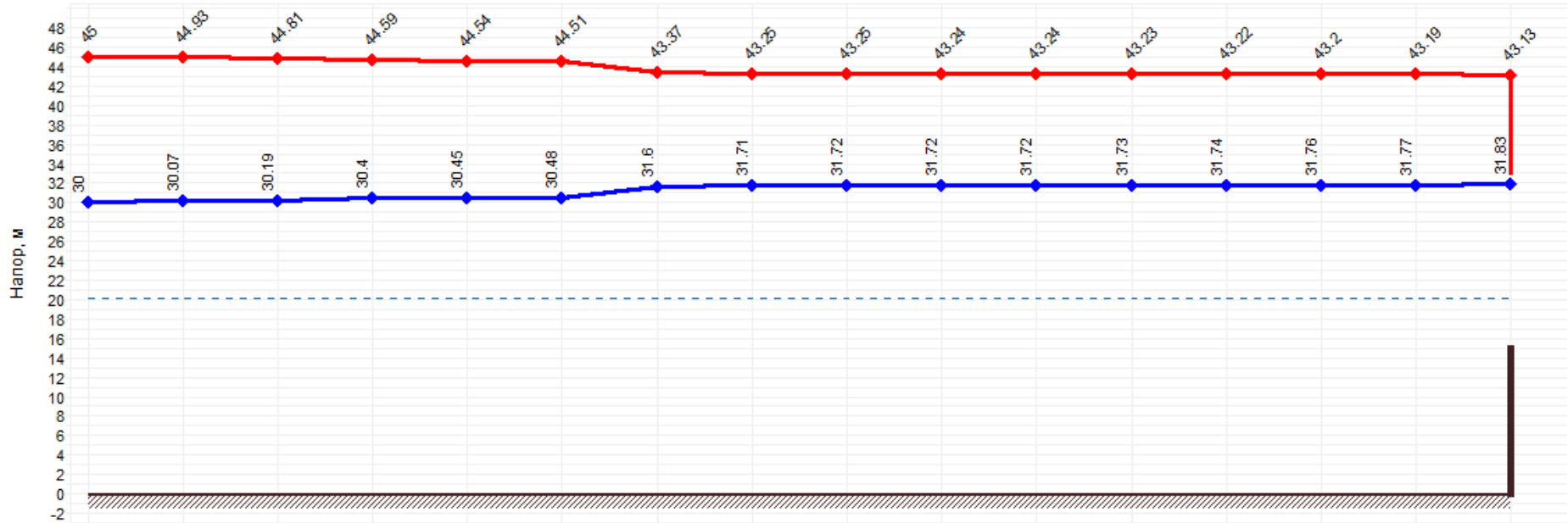


Рисунок 9 – Путь построения пьезометрического графика от котельной с. Ловозеро до дома по ул. Ручьевая, 6



Наименование узла	Кот.	у	ТК-1	ТК-2	ТК-48	ТК-49	ТК-53	ТК-18	ТК-19	ТК-20	ТК-21	ТК-23	ТК-24	ТК-25	ТК-26	
Полный напор в обратном трубопроводе, м	30	30.1	30.2	30.4	30.5	30.5	31.6	31.7	31.7	31.7	31.7	31.7	31.7	31.8	31.8	31.8
Располагаемый напор, м	15	14.867	14.62	14.197	14.088	14.022	11.771	11.535	11.531	11.517	11.514	11.509	11.476	11.445	11.422	11.308
Диаметр участка, м	0.35	0.35	0.35	0.3	0.3	0.2	0.25	0.25	0.25	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.125	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.937	0.937	0.891	0.498	0.498	0.744	0.45	0.166	0.16	0.111	0.109	0.216	0.187	0.187	0.258	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.918	-0.918	-0.872	-0.488	-0.488	-0.728	-0.441	-0.163	-0.157	-0.109	-0.107	-0.212	-0.184	-0.184	-0.253	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	3.156	3.156	2.852	1.087	1.087	4.012	1.115	0.155	0.144	0.056	0.054	0.345	0.259	0.259	0.881	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	3.086	3.086	2.789	1.065	1.065	3.922	1.093	0.153	0.142	0.055	0.053	0.34	0.256	0.256	0.869	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	312.75	312.75	297.24	122.15	122.14	81.09	76.64	28.34	27.25	27.25	26.69	23.6	20.4	20.4	11	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-311.52	-311.53	-296.11	-121.69	-121.7	-80.76	-76.35	-28.22	-27.15	-27.15	-26.6	-23.53	-20.34	-20.35	-10.97	

Рисунок 10 – Пьезометрический график от котельной с. Ловозеро до дома по ул. Ручьевая, 6

и) статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет

За период с 2012 по 2017 год на тепловых сетях с. Ловозеро не было зафиксировано аварий на тепловых сетях с длительным отключением потребителей. Учет количества инцидентов (отказов) на тепловых сетях, не классифицируемых как аварии, диспетчерскими службами тепловых сетей не ведется (не архивируется).

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

За период с 2012 по 2017 год на тепловых сетях с. Ловозеро не было зафиксировано аварий на тепловых сетях с длительным отключением потребителей. Как было сказано ранее, учет количества инцидентов (отказов) на тепловых сетях, не классифицируемых как аварии, диспетчерскими службами тепловых сетей не ведется (не архивируется). Инциденты на тепловых сетях устранялись в регламентированные сроки.

В перспективе, рекомендуется диспетчерским службам вести учет (помимо учета аварий) отказов (инцидентов) на тепловых сетях, с указанием места и причин возникновения отказа, а также срока службы участка тепловой сети и времени восстановления его работоспособности.

л) описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Перед началом каждого отопительного периода тепловые сети с. Ловозеро проходят комплексные диагностические обследования и гидравлические испытания.

В условиях ограниченного финансирования целесообразно планировать и производить ремонты тепловых сетей исходя из их реального состояния, а не в зависимости от срока службы. При этом предпочтение имеют неразрушающие методы диагностики.

Применяемые методы технической диагностики:

Опрессовка на прочность повышенным давлением (гидравлические испытания)

Метод применяется 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 показывает низкую эффективность 20 – 40 % . То есть только 20% повреждений выявляется в ремонтный период и 80% уходит на период отопления.

При проведении гидравлических испытаний трубопроводы тепловых сетей испытывают пробным давлением, равным 1,25 рабочего давления. Температура воды в трубопроводе при гидравлическом испытании не должна превышать 40—45 °С. Заполнение трубопровода допускается водой, температурой не выше 70 °С. Под испытательным

давлением трубопровод выдерживают 10 мин, после чего давление снижают до рабочего. Если в ходе испытаний фиксируется падение давления, производятся работы по поиску утечек и дефектов. Дефекты, выявленные при осмотре трубопровода, устраняться после спуска воды. После устранения дефектов, испытания повторяют. В результате выявляются ненадежные участки трубопроводов, подлежащие ремонту или замене. Своевременные ежегодные гидравлические испытания позволяют избежать серьезных аварий и отказов тепловых сетей.

Визуальный осмотр

Проводится осмотр тепловых сетей и ревизия запорной и секционирующей арматуры. В ходе ревизии производится осмотр и ремонт задвижек, кранов и вентилей. В случае невозможности ремонта элементы секционирующей и запорной арматуры подлежат замене.

Методы технической диагностики рекомендуемые при эксплуатации тепловых сетей:

Метод акустической диагностики

Применение данного метода предполагает использование корреляторы усовершенствованной конструкции. Акустическая диагностика имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок ТС.

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 «Wavemaker»

Данная современная ультразвуковая система предназначена для оценки состояния трубопроводов и позволяет быстро обнаруживать коррозию и другие дефекты на наружных и внутренних поверхностях тепловых сетей (так называемая система скринингового тестирования труб).

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 тепловых сетей. В некоторых случаях метод эффективен для поиска утечек.

Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли

Метод имеет мало статистики и пока трудно сказать о его эффективности в условиях населенного пункта.

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. Недостатком метода является высокая стоимость проведения обследования.

Планирование капитальных (текущих) ремонтов:

На предприятии организован ремонт тепловых сетей – капитальный и текущий. На все виды ремонта тепловых сетей должны быть составлены перспективные и годовые графики. Графики капитального и текущего ремонтов разрабатываются на основе результатов анализа проведенной диагностики и выявленных дефектов.

Схема формирования плана проектирования перекладок на основе данных мониторинга состояния тепловых сетей представлена на рисунке ниже:

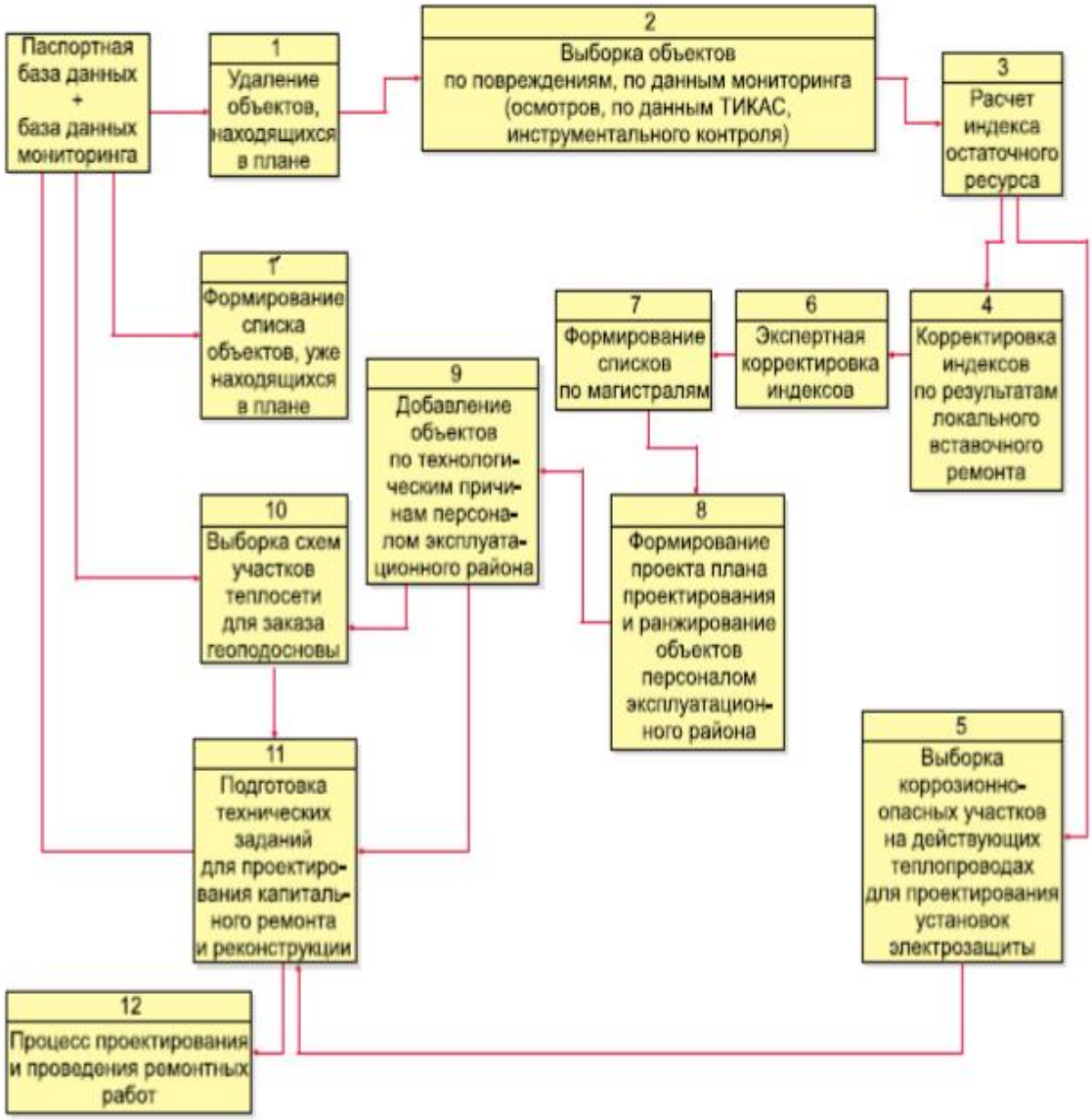


Рисунок 11 - Схема формирования плана проектирования перекладок

м) 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

Под термином «летний ремонт» имеется в виду планово-предупредительный ремонт, проводимый в межотопительный период.

В отношении периодичности проведения так называемых летних ремонтов, а также параметров и методов испытаний тепловых сетей констатируется следующее:

1. Техническое освидетельствование тепловых сетей должно производиться не реже 1 раза в 5 лет (п.2.5 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»).

2. Оборудование тепловых сетей в том числе тепловые пункты и системы теплопотребления до проведения пуска после летних ремонтов должно быть подвергнуто гидравлическому испытанию на прочность и плотность, а именно: элеваторные узлы, калориферы и водоподогреватели горячего водоснабжения и отопления давлением 1,25 рабочего, но не ниже 1 МПа (10 кгс/см^2), системы отопления с чугунными отопительными приборами давлением 1,25 рабочего, но не ниже 0,6 МПа (6 кгс/см^2), а системы панельного отопления давлением 1 МПа (10кгс/см2) (п.5.28 МДК 4-02.2001).

3. Испытанию на максимальную температуру теплоносителя должны подвергаться все тепловые сети от источника тепловой энергии до тепловых пунктов систем теплопотребления. Данное испытание следует проводить, как правило, непосредственно перед окончанием отопительного сезона при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха (п.1.3,1.4РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя»).

Периодичность данных испытаний определяется техническим руководителем эксплуатирующей организации.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла. Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90 °С (п.6.91 МДК 4-02-2001).

Испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя должны проводиться в соответствии с РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя».

При этом следует иметь в виду, что испытание на максимальную температуру теплоносителя тепловых сетей, эксплуатирующихся длительное время и имеющих ненадежные участки, следует проводить после летнего ремонта и предварительного гидравлического испытания этих участков на прочность и плотность, но не позднее чем за три недели до начала отопительного сезона.

Запрещается одновременное проведение испытания тепловых сетей на максимальную

температуру теплоносителя и гидравлического испытания тепловых сетей на прочность и плотность. При испытании на максимальную температуру теплоносителя температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети не должна превышать 90 °С.

4. Испытанию на гидравлические потери должны подвергаться тепловые сети в целях определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности.

Данный вид испытаний проводится в соответствии с РД 34.20.519-97 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери». Испытания тепловых сетей на гидравлические потери должны проводиться один раз в пять лет. График этих испытаний устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (п.6.97 МДК 4-02-2001).

5. Тепловые сети должны подвергаться испытаниям для определения тепловых потерь. Целью тепловых испытаний является определение тепловых потерь различными типами прокладок и конструкциями изоляции трубопроводов, характерными для данной тепловой сети. По результатам испытаний оценивается состояние изоляции испытываемых трубопроводов в конкретных эксплуатационных условиях работы прокладок. Испытаниям следует подвергать те участки сети, у которых тип прокладки и конструкция изоляции являются характерными для данной сети, что дает возможность распространить результаты испытаний на тепловую сеть в целом. Тепловые испытания должны производиться один раз в 5 лет. При этом выявляются изменения теплотехнических свойств изоляционных конструкций вследствие старения в процессе эксплуатации, ввода новых и реконструкции действующих тепловых сетей (РД 34.09.255-97).

Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается. На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером ОЭТС. При получении тепловой энергии от источника тепла, принадлежащего другой организации, рабочая программа согласовывается с главным инженером этой организации. За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

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

- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Руководитель испытания перед началом испытания должен:

- проверить выполнение всех подготовительных мероприятий;
- организовать проверку технического и метрологического состояния средств измерений согласно нормативно-технической документации;
- проверить отключение предусмотренных программой ответвлений и тепловых пунктов;
- провести инструктаж всех членов бригады и сменного персонала по их обязанностям во время каждого отдельного этапа испытания, а также мерам по обеспечению безопасности непосредственных участников испытания и окружающих лиц.

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

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

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры. В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в допустимых пределах, указанных выше.

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

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

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером

ОЭТС, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего. Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С. Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя (далее - температурные испытания) определяется руководителем ОЭТС.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления. Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха. За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода. Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90 °С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств. Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

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

Отключение тепловых пунктов и систем теплопотребления производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек - задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки. Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях,

характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей.

График испытаний утверждается техническим руководителем ОЭТС. Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем ОЭТС. Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктах систем теплопотребления.

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

Техническое обслуживание и ремонт

ОЭТС должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей. Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети. Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов). Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты. При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые. При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и (или) восстановлены отдельные их части. Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях. На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы (графики). Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер организации. Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

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

н) описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

На предприятиях, эксплуатирующих тепловые сети поселения, регулярно производятся расчеты нормативных значений технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях и системах теплопотребления.

Нормативы тепловых потерь и потерь теплоносителя, включаемых в расчет полезно отпущенного тепла, утверждаются в установленном порядке Министерством энергетики и ЖКХ Мурманской области согласно протокола решения межведомственной комиссии.

Нормативы технологических потерь для водяных тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения с присоединенной расчетной часовой тепловой нагрузкой потребителей 50 Гкал/ч и более разрабатываются с учетом энергетических характеристик водяных тепловых сетей, путем пересчета от условий, принятых при их разработке, к условиям предстоящего периода регулирования. Энергетические характеристики водяных тепловых сетей разрабатываются по показателям:

- потери сетевой воды;
- потери тепловой энергии;
- удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу расчетной присоединенной тепловой нагрузки потребителей;
- разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах;
- удельный расход электроэнергии.

Корректировка показателей технологических потерь для периода регулирования осуществляется приведением утвержденных нормативных энергетических характеристик к прогнозируемым условиям периода регулирования по показателям:

- отношение планового суммарного среднегодового объема тепловых сетей к соответствующему показателю, принятому при разработке энергетических характеристик (для корректировки показателя потерь сетевой воды);
- отношения плановой материальной характеристики и принятой при разработке энергетических характеристик (для корректировки показателя тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции)
- отношения ожидаемых материальной характеристики и принятой при разработке

энергетических характеристик (для корректировки показателя тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции);

- потерь сетевой воды с утечками, с учетом ожидаемой продолжительности работы тепловой сети в году и ожидаемой среднегодовой температуры холодной воды (для корректировки показателя тепловых потерь с потерями сетевой воды);

- отношения ожидаемой суммарной электрической мощности к принятой при разработке энергетических характеристик, используемой при транспорте и распределении тепловой энергии (для корректировки показателя удельный расход электроэнергии). Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии для водяных тепловых сетей с присоединенной к ним расчетной часовой тепловой нагрузкой менее 50 Гкал/ч и паровых тепловых сетей, а также для водяных сетей с присоединенной нагрузкой 50 Гкал/ч и более, при временном, не более одного года, отсутствии нормативных энергетических характеристик, разрабатываются в соответствии с методикой, изложенной в 2 главе Инструкции, согласно которой нормируемые часовые среднегодовые тепловые потери через изоляцию трубопроводов тепловых сетей определяются по всем участкам тепловой сети с учетом результатов тепловых испытаний с введением поправочных коэффициентов на удельные проектные тепловые потери в тепловых сетях (при среднегодовых условиях).

Нормируемые месячные часовые потери определяются исходя из ожидаемых условий работы тепловой сети путем пересчета нормативных среднегодовых тепловых потерь на их ожидаемые среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки. Нормируемые годовые потери планируются суммированием тепловых потерь по всем участкам, определенных с учетом нормируемых месячных часовых потерь тепловых сетей и времени работы сетей

В таблице 14 представлена информация о утвержденных нормативах технологических потерь за 2017 год

Таблица 14 - Утвержденные нормативы технологических потерь за 2017 год

Наименование котельной	**Отпуск тепловой энергии в тепловые сети, Гкал/год**	**Потери в тепловых сетях, Гкал/год**	**Потери в тепловых сетях, %**	**Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал/год**
Котельная с. Ловозеро	31254	4604	14,73	26650

о) оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года представлена в таблице 15.

Таблица 15 - Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях котельной с. Ловозеро

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год
Отпуск тепловой энергии в тепловые сети, Гкал/год	29428	29274	31254
Потери в тепловых сетях, Гкал/год	4383	4377	4604
Потери в тепловых сетях, %	14,89%	14,95%	14,73
Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал/год	25045	24897	26650

п) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети с. Ловозеро не выдавались.

р) описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Используемый в системе теплоснабжения с. Ловозеро температурный график позволяет использовать непосредственное присоединение систем отопления к тепловой сети, при этом вода из тепловой направляется сразу в систему отопления потребителей без смешения с водой из обратной магистрали.

Использование данной схемы позволяет значительно упростить и удешевить устройство индивидуальных тепловых пунктов потребителей (ИТП), так как не требуется установка дорогостоящих теплообменников или требующих обслуживания смесительных устройств.

От котельной с. Ловозеро осуществляется раздельная подача теплоносителя в системы отопления и ГВС с использованием 4-х трубной системы. Две трубы обеспечивают подачу теплоносителя на нужды отопления и две трубы на нужды ГВС. Нагрев водопроводной воды, идущей в систему ГВС, осуществляется непосредственно в котельной в теплообменным аппаратах.

Схема подключения потребителей отопления и ГВС в с. Ловозеро представлена на рисунке ниже.

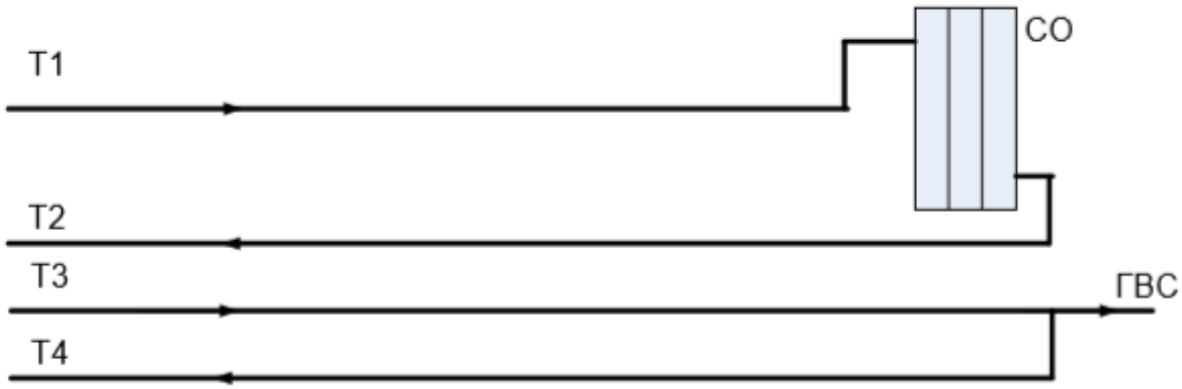


Рисунок 12 - Схема подключения потребителей отопления и ГВС в с. Ловозеро

с) сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Руководствуясь пунктом 5 статьи 13 Федерального закона от 23.11.2009г. №261ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» собственники жилых домов, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления Закона № 261-ФЗ в силу, обязаны в срок до 1 января 2012 года обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию.

При этом многоквартирные дома в указанный срок должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых коммунальных ресурсов, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета

Преимущественно у всех потребителей тепловой энергии, относящихся к категории «бюджетные» и «прочие» имеются приборы учета потребляемой тепловой энергии (теплоносителя).

У большинства потребителей тепловой энергии категории «население» не установлены общедомовые приборы учета тепловой энергии и ГВС.

Покупку тепловой энергии и горячей воды осуществляют, в основном управляющие компании и ТСЖ, обслуживающие дома, которые впоследствии начисляют собственникам жилья квартплату. Потребители, у которых приборы учета не установлены, оплачивают тепловую энергию по нормативам, утвержденным на территории СП Ловозеро. К сетям централизованного теплоснабжения также подключена часть индивидуального жилого фонда, которая осуществляет оплату услуг по утвержденным нормативам.

Отпуск тепловой энергии от котельной измеряется с помощью установленного теплосчетчика.

т) анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Тепловые сети имеют слабую диспетчеризацию. Регулирующие и запорные задвижки в тепловых камерах не имеют средств автоматизации и телемеханизации. На тепловых сетях отсутствуют устройства автоматического регулирования.

На котельной с. Ловозеро постоянно находиться дежурный персонал для контроля работы оборудования и реагирования на аварийные ситуации. Связь между дежурным персоналом и потребителями осуществляется посредством телефонной связи.

у) уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

В настоящее время, центральные тепловые пункты и насосные подкачки на территории сельского поселения Ловозеро не применяются.

ф) сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Для защиты тепловых сетей с. Ловозеро от недопустимо высокого давления при гидравлическом ударе предусмотрены:

- автоматическое включение резервного насоса при выходе из строя рабочего насоса;
- предохранительные клапаны на коллекторах котельных;

Рабочее давление на теплоисточниках поддерживается:

- регуляторами давления, установленными на подпиточных линиях;
- частотно-регулируемыми приводами (на сетевых, подпиточных и насосах ГВС);
- электроконтактными манометрами, обеспечивающими автоматическое поддержание давления в обратных трубопроводах посредством включения и выключения подпиточных насосов.

х) перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

На территории сельского поселения Ловозеро бесхозные тепловые сети не выявлены.

ц) данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Данные энергетических характеристик тепловых сетей представлены в таблице ниже.

Таблица 16 - Данные энергетических характеристик тепловых сетей с. Ловозеро

Параметр	2017 год
Тепловые потери в сетях, Гкал/год	4604
Тепловые потери в сетях, %	14,73
Расход сетевой воды на отопление, т/ч	315

Параметр	**2017 год**
Максимальный расход воды на подпитку тепловой сети, т/ч	3
Минимальный расход воды на подпитку тепловой сети, т/ч	1,8
Материальная характеристика трубопроводов отопления, $м^2$	1667,9
Материальная характеристика трубопроводов ГВС, $м^2$	816,9
Договорная тепловая нагрузка отопление и вентиляция, Гкал/ч	7,871
Расчетная тепловая нагрузка отопление и вентиляция, Гкал/ч	7,815
Максимальная расчетная тепловая нагрузка ГВС, Гкал/ч	1,538

часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии

На территории СП Ловозеро функционирует одна котельная, эксплуатируемая АО «МЭС».

Зона действия котельной охватывает основную часть с. Ловозеро и графически представлена на рисунке 13.

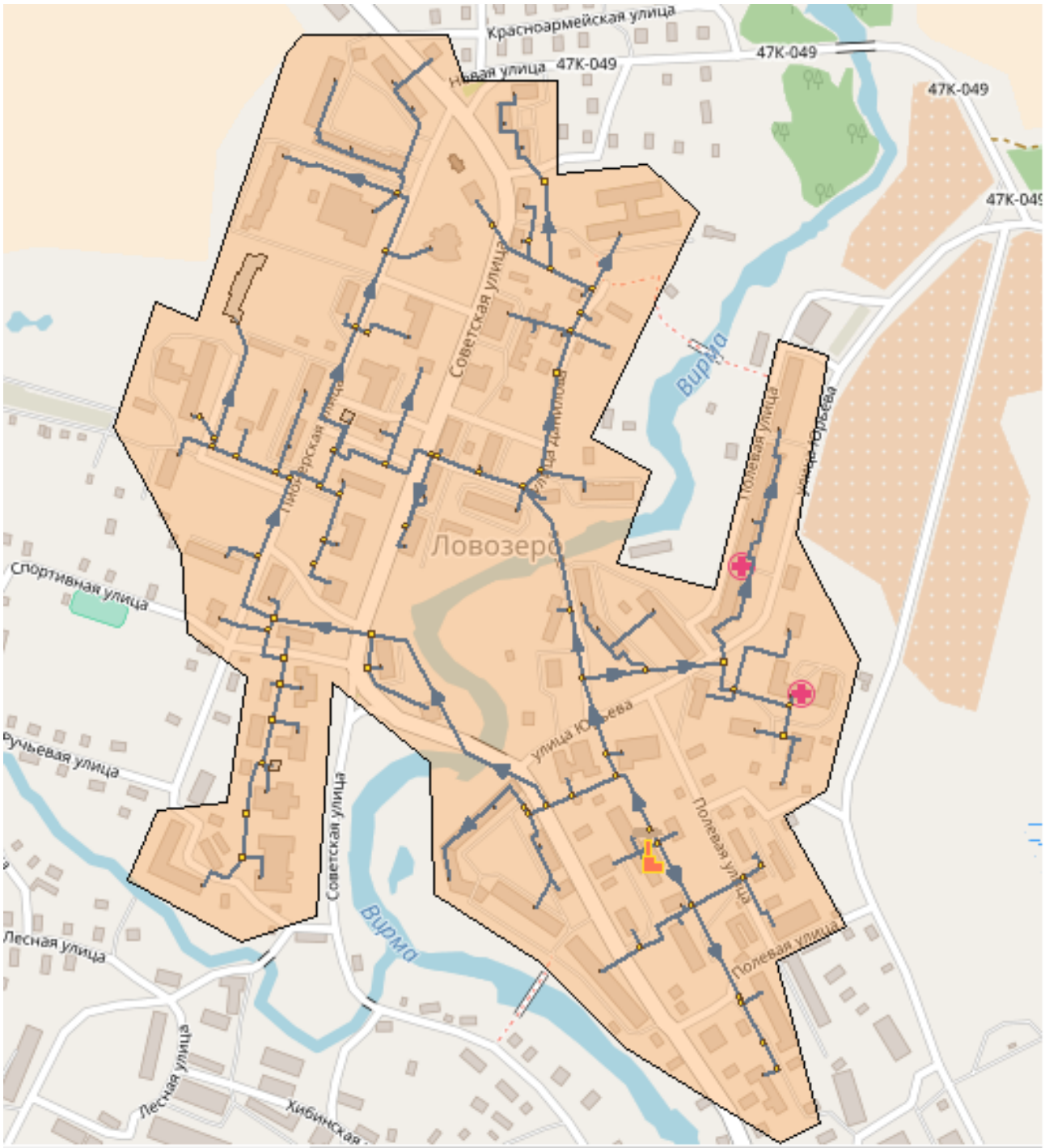


Рисунок 13 – Зона действия котельной с. Ловозеро

часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

а) описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления

Централизованное теплоснабжение на территории СП Ловозеро осуществляется только в с. Ловозеро.

В населенных пунктах с. Каневка, с. Краснощелье и с. Сосновка спрос на тепловую мощность полностью обеспечивается за счет индивидуальных источников.

Тепловые нагрузки потребителей централизованного теплоснабжения на территории с. Ловозеро, отражающие существующий спрос на тепловую мощность, представлены в таблице ниже.

Таблица 17 - Тепловые нагрузки потребителей котельной с. Ловозеро, отражающие существующий спрос на тепловую мощность

№ п/п	№ дог.	Наименование организации	Адрес объекта	Отопление Гкал/ч	Вентиляция Гкал/ч	ГВС(средняя) Гкал/ч	ГВС (максимальная) Гкал/ч	Отопление Гкал/ч	Вентиляция Гкал/ч	ГВС(средняя) Гкал/ч	ГВС (максимальная) Гкал/ч
				договорные нагрузки				Расчетные нагрузки			
1	001L	ОАО "Мурманоблгаз"	Вокуева, 26	0,040	0,000	0,000	0,000	0,040	0,000	0,000	0,000
2	002L	ГАПОУ МО "СНК"	Советская, 16	0,026	0,000	0,000	0,000	0,026	0,000	0,000	0,000
			Пионерская, 8	0,093	0,000	0,002	0,004	0,093	0,000	0,002	0,004
3	003L	Оленегорский филиал ГПС Мурманской области	Юрьева, 8	0,096	0,000	0,004	0,008	0,096	0,000	0,004	0,008
4	004L	ФГБУ "Мурманское УГМС"	Полевая, 12	0,032	0,000	0,000	0,000	0,032	0,000	0,000	0,000
5	005L	Администрация МО Ловозерский район	Советская, 10	0,103	0,000	0,001	0,002	0,103	0,000	0,001	0,002
			Советская, 24	0,014	0,000	0,000	0,000	0,014	0,000	0,000	0,000
			Советская, 26	0,008	0,000	0,000	0,000	0,008	0,000	0,000	0,000
			Советская, 9	0,009	0,000	0,001	0,002	0,009	0,000	0,001	0,002
6	006L	МУЗ Ловозерская центральная районная больница	Полевая, 16 инфекц. корпус	0,023	0,000	0,002	0,004	0,023	0,000	0,002	0,004
			Полевая, 13 хоз. корпус	0,046	0,000	0,000	0,000	0,046	0,000	0,000	0,000
7	007L	МУ Отдел образования	Советская, 26 Адм. зд.	0,069	0,000	0,001	0,002	0,069	0,000	0,001	0,002
			Вокуева гаражные боксы	0,013	0,000	0,001	0,002	0,013	0,000	0,001	0,002

№ п/п	№ дог.	Наименование организации	Адрес объек-та	Отопление Гкал/ч	Вентиляция Гкал/ч	ГВС(средняя) Гкал/ч	ГВС (максимальная) Гкал/ч	Отопление Гкал/ч	Вентиляция Гкал/ч	ГВС(средняя) Гкал/ч	ГВС (максимальная) Гкал/ч
				договорные нагрузки				Расчетные нагрузки			
8	008L	Мурманский филиал ОАО "Ростелеком"	Советская, 13	0,183	0,000	0,001	0,002	0,183	0,000	0,001	0,002
9	019L	ГОАУК "МОКМ" (МУЗЕЙ)	Советская, 28	0,080	0,000	0,001	0,002	0,080	0,000	0,001	0,002
10	011L	МУ "Ловозер-ский центр раз-вития досуга и культуры"	Советская, 30	0,235	0,000	0,000	0,000	0,235	0,000	0,000	0,000
11	012L	МДОУ Д/САД № 1 "Олененок"	Данилова, 17	0,109	0,000	0,003	0,006	0,109	0,000	0,003	0,006
12	013L	МДОУ Д/САД № 2 "Солнышко"	Пионерская, 24	0,116	0,000	0,004	0,008	0,116	0,000	0,004	0,008
13	014L	Школа-интернат	Школьная, 4 Общежитие	0,183	0,000	0,043	0,086	0,183	0,000	0,043	0,086
			Советская,18, спортзал	0,067	0,000	0,000	0,000	0,067	0,000	0,000	0,000
			Северная,10, школа	0,322	0,000	0,003	0,005	0,322	0,000	0,003	0,005
14	015L	МОУ ДОД "Центр детского творчества"	Советская, 20	0,125	0,000	0,003	0,006	0,125	0,000	0,003	0,006
15	016L	Национальный культурный центр "Чум"	Советская, 8	0,048	0,056	0,001	0,002	0,048	0,000	0,001	0,002
1	991L	НАСЕЛЕНИЕ ООО "ЛТД" (ЖИЛФОНД С АРЕНДОЙ)	Вокуева, 1	0,271	0,000	0,033	0,067	0,271	0,000	0,033	0,067
2			Вокуева, 2	0,286	0,000	0,027	0,053	0,286	0,000	0,027	0,053
3			Вокуева, 9	0,175	0,000	0,022	0,044	0,175	0,000	0,022	0,044
4			Вокуева, 13	0,294	0,000	0,034	0,068	0,294	0,000	0,034	0,068
5			Вокуева, 17	0,334	0,000	0,050	0,101	0,334	0,000	0,050	0,101

№ п/п	№ дог.	Наименование организации	Адрес объек-та	Отопление Гкал/ч	Вентиляция Гкал/ч	ГВС(средняя) Гкал/ч	ГВС (максимальная) Гкал/ч	Отопление Гкал/ч	Вентиляция Гкал/ч	ГВС(средняя) Гкал/ч	ГВС (максимальная) Гкал/ч
				договорные нагрузки				Расчетные нагрузки			
6			Юрьева, 1	0,180	0,000	0,030	0,061	0,180	0,000	0,030	0,061
7			Юрьева, 1а	0,184	0,000	0,018	0,036	0,184	0,000	0,018	0,036
8			Юрьева, 6	0,249	0,000	0,040	0,080	0,249	0,000	0,040	0,080
9			Юрьева, 12	0,711	0,000	0,073	0,147	0,711	0,000	0,073	0,147
10			Юрьева, 14	0,234	0,000	0,032	0,063	0,234	0,000	0,032	0,063
11			Пионерская, 4	0,230	0,000	0,032	0,064	0,230	0,000	0,032	0,064
12			Пионерская, 6	0,293	0,000	0,035	0,071	0,293	0,000	0,035	0,071
14			Пионерская, 18	0,134	0,000	0,011	0,023	0,134	0,000	0,011	0,023
15			Пионерская, 20	0,149	0,000	0,021	0,043	0,149	0,000	0,021	0,043
16			Пионерская, 21	0,073	0,000	0,008	0,015	0,073	0,000	0,008	0,015
18			Пионерская, 26	0,027	0,000	0,002	0,004	0,027	0,000	0,002	0,004
19			Советская, 2	0,139	0,000	0,016	0,032	0,139	0,000	0,016	0,032
20			Советская, 2а	0,150	0,000	0,013	0,025	0,150	0,000	0,013	0,025
21			Советская, 5	0,057	0,000	0,006	0,012	0,057	0,000	0,006	0,012
22			Советская, 5а	0,058	0,000	0,003	0,006	0,058	0,000	0,003	0,006
24			Советская, 7	0,018	0,000	0,001	0,002	0,018	0,000	0,001	0,002
25			Советская, 21	0,051	0,000	0,002	0,003	0,051	0,000	0,002	0,003
26			Советская, 23	0,099	0,000	0,008	0,016	0,099	0,000	0,008	0,016
27			Советская, 25	0,111	0,000	0,013	0,026	0,111	0,000	0,013	0,026

№ п/п	№ дог.	Наименование организации	Адрес объек-та	Отопление Гкал/ч	Вентиляция Гкал/ч	ГВС(средняя) Гкал/ч	ГВС (максимальная) Гкал/ч	Отопление Гкал/ч	Вентиляция Гкал/ч	ГВС(средняя) Гкал/ч	ГВС (максимальная) Гкал/ч
				договорные нагрузки				**Расчетные нагрузки**			
28			Новая, 6	0,058	0,000	0,003	0,006	0,058	0,000	0,003	0,006
29			Данилова, 20	0,108	0,000	0,012	0,024	0,108	0,000	0,012	0,024
30			Данилова, 21	0,138	0,000	0,020	0,040	0,138	0,000	0,020	0,040
31			Школьная, 2	0,129	0,000	0,013	0,027	0,129	0,000	0,013	0,027
32			Школьная, 8	0,333	0,000	0,044	0,087	0,333	0,000	0,044	0,087
33			Ручьевая, 6	0,275	0,000	0,039	0,079	0,275	0,000	0,039	0,079
			Данилова, 5	0,005	0,000	0,000	0,000	0,005	0,000	0,000	0,000
			Данилова, 9	0,011	0,000	0,000	0,000	0,011	0,000	0,000	0,000
			Полевая, 13	0,005	0,000	0,000	0,000	0,005	0,000	0,000	0,000
			Школьная, 6	0,206	0,000	0,037	0,073	0,206	0,000	0,037	0,073
		ИТОГО		7,815	0,056	0,769	1,538	7,815	0,000	0,769	1,538
		ИТОГО суммар-ная нагрузка		9,409				9,353			

б) описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторе котельной с. Ловозеро представлены в таблице ниже.

Таблица 18 - Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторе котельной с. Ловозеро

Наименование котельной	**Суммарная расчетная тепловая нагрузка на коллекторе котельной (с учетом потерь в сетях), Гкал/ч**	**Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал/ч**	**Суммарная расчетная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч**
Котельная с. Ловозеро	11,658	2,305	9,353

На данный момент расчетная суммарная тепловая нагрузка на коллекторах котельной с. Ловозеро составляет 11,658 Гкал/ч.

в) описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Перевод встроенных помещений в домах, отопление которых осуществляется централизованно, на поквартирные источники тепловой энергии, прямо запрещается ФЗ №190 «О теплоснабжении».

В СП Ловозеро случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии отсутствуют.

г) описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Централизованное теплоснабжение осуществляется только в с. Ловозеро. Величина потребления тепловой энергии в с. Ловозеро за отопительный период и в целом за год представлена в таблице ниже.

Таблица 19 – Величина потребления тепловой энергии за отопительный период и за год в целом (2017 год)

Наименование населенного пункта	**Потребление тепловой энергии за отопительный период, Гкал**	**Потребление тепловой энергии за год в целом, Гкал**
с. Ловозеро	25100	26650

д) описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Приказом Министерства энергетики и ЖКХ Мурманской области от 22.01.2016 г. №9 "О внесении изменений в приказ Министерства энергетики и ЖКХ Мурманской области от 11.03.2013 №34» установлены нормативы потребления тепловой энергии на отопление жилых зданий, представленные в таблице ниже.

Таблица 20 - нормативы потребления тепловой энергии на отопление жилых зданий

Этажность многоквартирного (жилого) дома	**Материал стен**	**Норматив**	**Норматив потребления с учетом повышающего коэффициента 1,6 с 01.01.2017**
		Гкал на кв. метр общей площади жилого помещения в месяц	
Многоквартирные и жилые дома до №1999 года постройки включительно			
1-3	Камень, кирпич	0,03520	0,05632
1-3	Дерево, смешанные и др. материалы	0,03960	0,06336
4-6	Камень, кирпич	0,02735	0,04376
4-6	Панель, блок	0,02417	0,03867
7 и более	Панель, блок	0,02768	0,04429
Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки			
1-3	Камень, кирпич	0,02071	0,03314
1-3	Панель, блок	0,02071	0,03314
1-3	Дерево, смешанные и др. материалы	0,01973	0,03157
4-6	Панель, блок	0,01565	0,02504

Приказом Министерства энергетики и ЖКХ Мурманской области от 01.07.2016 г. №106 "Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг (по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению), нормативов потребления коммунальных ресурсов холодной воды и горячей воды, отведения сточных вод в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме» установлены нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению в жилых помещениях, представленные в таблице ниже.

Таблица 21 - нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению в жилых помещениях

Категория жилых помещений		Норматив, куб. метр в месяц на человека
1	Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	3,20
2	Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1500-1550 мм с душем	3,25
3	Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1650-1700 мм с душем	3,31
4	Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	1,69
5	Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	2,64
6	Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками	1,25
7	Дома, использующиеся в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	0,97
8	Многоквартирные и жилые дома с горячим и холодным водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем, находящиеся по следующим адресам: с.п. Ловозеро Ловозеровского района: ул. Школьная, д.4	1,97

е) описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения

Детальное описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения, представлены в таблице 17.

В зоне действия котельной с. Ловозеро суммарные договорные нагрузки потребителей составляют:

- отопление 7,815 Гкал/ч;
- вентиляция 0,056 Гкал/ч;
- ГВС макс. час 1,538 Гкал/ч
- суммарная договорная нагрузка 9,409 Гкал/ч

ж) описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

Сравнение величины расчетной и договорной нагрузки в зоне действия котельной с. Ловозеро представлена в таблице ниже.

Таблица 22 - Сравнение величины расчетной и договорной нагрузки в зоне действия котельной с. Ловозеро

Показатель	**Отопление Гкал/ч**	**Вентиляция Гкал/ч**	**ГВС(средняя) Гкал/ч**	**ГВС (максимальная) Гкал/ч**	**Суммарная нагрузка, Гкал/ч**
Договорная нагрузка	7,815	0,056	0,769	1,538	9,409
Расчетная нагрузка	7,815	0,000	0,769	1,538	9,353

В зоне действия котельной с. Ловозеро договорная нагрузка отличается от расчетной на величину тепловой нагрузки 0,056 Гкал/ч на вентиляцию потребителя ул. Советская 8. Это обусловлено тем, что данный абонент по факту не осуществляет потребление тепловой энергии на вентиляцию.

часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

а) описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Балансы установленной располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии по котельной с. Ловозеро представлены в таблице ниже.

Таблица 23 - Балансы установленной располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	Потери тепловой мощности в тепловых сетях Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка подключенных потребителей, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч
Котельная с. Ловозеро	18,25	16,934	15,647	2,305	9,353	3,989

б) описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

Резерв тепловой мощности нетто котельной с. Ловозеро составляет 3,989 Гкал/ч.

в) 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

Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от котельной с. Ловозеро до самого удаленного потребителя представлены в таблице ниже.

Таблица 24 - Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя

Параметры работы тепловых сетей отопления	Ед. измерения	Показатель
Давление в подающем трубопроводе	кгс/см^2	4,5
Давление в обратном трубопроводе	кгс/см^2	3,0
Расход сетевой воды на отопление	т/ч	315,0
Минимальный расход воды на подпитку теплосети	т/ч	1,8
Максимальный расход воды на подпитку теплосети	т/ч	3,0

Пьезометрические графики работы тепловых сетей котельной с. Ловозеро, характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю представлены в главе 1 части 3 разделе з).

На основании пьезометрических графиков можно сделать вывод о том, что тепловые сети способны обеспечить теплоснабжение существующих потребителей. Но при этом тепловые сети не имеют достаточного резерва пропускной способности для подключения значительного количества перспективных потребителей.

г) описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Дефициты тепловой мощности на котельной с. Ловозеро отсутствуют.

д) описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с

дефицитом тепловой мощности

Резерв тепловой мощности нетто котельной с. Ловозеро составляет 3,989 Гкал/ч.

Зоны с дефицитом тепловой мощности на территории с. Ловозеро отсутствуют.

В населенных пунктах с. Каневка, с. Краснощелье и с. Сосновка спрос на тепловую мощность полностью обеспечивается за счет индивидуальных источников.

часть 7. Балансы теплоносителя

а) 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

Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей представлены в таблице ниже.

Таблица 25 – Балансы теплоносителя котельной с. Ловозеро

Параметры работы тепловых сетей отопления		Ед. измерения	Показатель
Максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей (расход сетевой воды на отопление)		т/ч	315,0
Балансы производительности водоподготовительных установок в нормальном режиме работы	Минимальный расход воды на подпитку теплосети	т/ч	1,8
	Максимальный расход воды на подпитку теплосети	т/ч	3,0

б) описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

В соответствии со СП 124.13330.2012 Тепловые сети аварийная подпитка в количестве 2% от объема воды в тепловых сетях и присоединенным к ним системам теплопотребления осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой. Объем теплоносителя необходимый для подпитки тепловой сети котельной с. Ловозеро в аварийном режиме представлен в таблице ниже.

Таблица 26 - Объем теплоносителя необходимый для подпитки тепловой сети в аварийном режиме

Наименование котельной	Подпитка в аварийном режиме, т/ч
котельная с. Ловозеро	6,3

часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

а) описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

На котельной с. Ловозеро в качестве основного топлива используется мазут м-100. Мазут доставляется в котельную автотранспортом. Хранение мазута осуществляется в двух наземных металлических резервуарах РВС объемом 400 м^3 каждый (третий резервуар не эксплуатируется).

Мазутное хозяйство обеспечивает прием топлива, поступающего от поставщиков в автодорожных цистернах, хранение, подготовку к сжиганию (подогрев, фильтрация) и подачу его к котлоагрегатам в количестве, требуемом для сжигания в котлоагрегатах.

Температура подогрева мазута составляет 100-130 °С. Мазутное хозяйство включает в себя следующие участки:

- приемно-сливное устройство;
- мазутохранилище (мазутный склад) с металлическими резервуарами;
- мазутонасосную;
- магистральные мазутопроводы от мазутонасосной до котельного отделения;
- насосную установки по очистке замазученных стоков (УОЗС).

Приемно-сливное устройство предназначено для приема, слива и перекачки в резервуары поступившего в цистернах мазута.

Мазутонасосная обеспечивает перекачку мазута: при приеме, при подготовке мазута к сжиганию, а также при непосредственной подаче подготовленного мазута в котлоагрегаты.

Оборудование мазутонасосной представлено в таблицах ниже:

Таблица 27 – Характеристика насосного оборудования

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность т/ч	Мощность кВт
1	Д-1,2, Дренажный насос(К-20-30)	2	20	4
2	Насос МРН-1,3(К-80-65-160)	2	50	7,5
3	Насос МРН-2(КМ 50-30)	1	50	5,5
4	Насос ЭПМН-1,2,3(А1-3В4/25)	3	6,3	

Таблица 28 – Характеристика фильтров для очистки мазута

№ п/п	Тип фильтра	Количество	Производительность /ч
1	ФГО-1,2,3,4, Фильтр грубой отчистки (ФМ-25-30-5)	4	30

№ п/п	Тип фильтра	Количество	Производительность /ч
2	ФТО-1,2, Фильтр тонкой отчистки (ФМ-25-30-40)	2	30

Таблица 29 – Характеристика мазутных подогревателей

№ п/п	Тип подогревателя	Количество	Производительность /ч
6	ПМ-1, Подогреватель мазута ПМП (ПМ-25-6)	1	6
5	ПМ-1,2, Подогреватель мазута(ПМ-25-6)	2	6

Годовое потребление основного топлива (мазут м-100) на котельной с. Ловозеро за период 2015-2017 гг. составило:

-2015 год – 3832,577 т;

- 2016 год – 3835,030 т;

- 2017 год – 4146,304 т.

Потребления основного топлива (мазут м-100) в 2017 году составило 4146,304 т, что в переводе на условное топливо составляет 5614,63 т.у.т.

Резервное (аварийное) топливо на котельной с. Ловозеро отсутствует.

б) описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Согласно СП 89.13330.2012 «Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76» вместимость резервуаров хранения основного жидкого топлива, доставляемого автомобильным транспортом, должна приниматься на 5-суточный расход. Для хранения основного топлива следует предусматривать не менее двух резервуаров. Существующее мазутное хозяйство котельной с. Ловозеро соответствует данным требованиям.

Норматив создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных является общим нормативным запасом основного и резервного видов топлива (далее - ОНЗТ) и определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива (далее - ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее - НЭЗТ).

ННЗТ создается на электростанциях и котельных организаций электроэнергетики для поддержания плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

ННЗТ на отопительных котельных создается в целях обеспечения их работы в условиях непредвиденных обстоятельств (перерывы в поступлении топлива; резкое снижение температуры наружного воздуха и т.п.) при невозможности использования

или исчерпании нормативного эксплуатационного запаса топлива.

Расчет ННЗТ производится для электростанций и котельных по каждому виду топлива раздельно. ННЗТ для электростанций и котельных, сжигающих уголь, мазут и дизельное топливо, обеспечивает работу тепловых электростанций в режиме выживания в течение семи суток, а для тепловых электростанций и котельных, сжигающих газ, - трех суток.

НЭЗТ необходим для надежной и стабильной работы электростанций и котельных и обеспечивает плановую выработку электрической и (или) тепловой энергии. 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.

Для котельной с. Ловозеро нормативы запасов топлива утверждает Министерство энергетики и ЖКХ Мурманской области. На 2017 год нормативы запасов утверждены Приказом №133 от 19.08.2016. Расчет нормативов создания запасов топлива произведен в соответствии с приказом Министерства энергетики РФ от 10 августа 2012 г. N 377 "О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения".

Утвержденные нормативы запасов топлива приведены в таблице ниже.

Таблица 30 - Нормативы запасов топлива котельная с. Ловозеро на 2017 год

Вид топлива	**ОНЗТ, тыс. т.н.т**	**В том числе**	
		ННЗТ, тыс. т.н.т	**НЭЗТ, тыс. т.н.т**
Мазут	0,601	0,084	0,517

Существующие топливные емкости (2х400 м^3) котельной с. Ловозеро обеспечивают ОНЗТ в размере 0,601 тыс. т.н.т.

На котельной с. Ловозеро не предусмотрено резервное и аварийное топливо. В случае временных перебоев с поставками топлива, предусмотрен неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ).

в) описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

В качестве топлива на котельной с. Ловозеро используется мазут, марки М-100, теплотворной способностью 9100-9300 ккал/кг.

Мазут доставляется в котельную автотранспортом. Емкость автоцистерн 20 т. Время приема топлива 30-50 мин.

Мазут топочный М-100 принадлежит к числу наиболее тяжелых видов топлива, для которых характерна высокая вязкость. В мазуте присутствуют не только углеводороды, но и огромное количество нефтяных смол, золы, серы, а также молекул железа, никеля, марганца и прочих металлов. При этом для котельного мазута, соответствующего марке М-100, предъявляются следующие требования (согласно ГОСТу 10585-99):

- теплота сгорания – от 39900 кДж/кг;
- температура застывания – от 25°С;
- температура вспышки – от 110°С;
- вязкость (t=80°С) – 118*10-6 (118,0);
- зольность – 0,05;
- доля механических примесей – до 1,0%;
- доля серы – до 3,5%;
- водорастворимые щелочи и кислоты – отсутствуют;
- плотность – не нормируется.

Незначительное содержание золы и серы делает мазут «более экологичным» топливом по сравнению с любой другой тяжелой нефтью, однако высокая вязкость этой жидкости наделяет мазут М-100 высокой температурой застывания. Перед подачей в топку мазут предварительно разогревается.

г) описание использования местных видов топлива.

На территории Мурманской области местными видами топлива являются щепа, дрова, торф.

В котельной с. Ловозеро не используются местные виды топлива. Топливо завозится из других регионов России.

часть 9 Надежность теплоснабжения

а) поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

За период с 2012 по 2017 год на тепловых сетях с. Ловозеро не было зафиксировано аварий на тепловых сетях с длительным отключением потребителей. Учет количества инцидентов (отказов) на тепловых сетях, не классифицируемых как аварии, диспетчерскими службами тепловых сетей не ведется (не архивируется). Инциденты на тепловых сетях устранялись в регламентированные сроки

б) частота отключений потребителей

За период с 2012 по 2017 год на тепловых сетях с. Ловозеро не было зафиксировано аварий на тепловых сетях с длительным отключением потребителей. Учет количества инцидентов (отказов) на тепловых сетях, не классифицируемых как аварии, диспетчерскими службами тепловых сетей не ведется (не архивируется). Продолжительность и частота отключения потребителей за рассматриваемый период не превышала нормативные значения.

в) поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

За прошедшие 5 лет на тепловых сетях с. Ловозеро не было зафиксировано аварий. Инциденты на тепловых сетях устранялись в регламентированные сроки

г) графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

Карта-схема тепловых сетей представлена в главе 1 части 3 разделе б). За последние 5 лет на тепловых сетях с. Ловозеро не происходили инциденты, классифицируемые как аварии. Зоны ненормативной надежности теплоснабжения отсутствуют.

д) результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"

Подобные аварийные ситуации на тепловых сетях с. Ловозеро не происходили.

е) результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в подпункте "д" настоящего пункта

Подобные аварийные ситуации на тепловых сетях с. Ловозеро не происходили.

часть 10 Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Тепловые сети и котельная с Ловозеро эксплуатируются теплоснабжающей организацией АО «МЭС». Технико-экономические показатели теплоснабжающей организации АО «МЭС» представлены в таблице ниже.

Таблица 31– Технико-экономические показатели теплоснабжающей организации АО «МЭС»

Калькуляция экономически обоснованного тарифа на тепловую энергию			
	Расчет коэффициента индексации		
№ п.п.	**Показатели**	**Единица измерения**	**КТР 2018**
	инфляция	%	4,0%
	индекс эффективности операционных расходов	%	1,0%
	размер активов по передаче тепловой энергии	у.е.	116,82
	размер активов по производству тепловой энергии	Гкал/ч	18,25
	индекс изменения количества активов		
	коэффициент эластичности затрат по росту активов		0,75
	итого коэффициент индексации		1,0296
	Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)		
№ п.п.	**Показатели**	**Единица измерения**	**КТР 2018**
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	1 307
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	6 327
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	32 737
3.1.	в т.ч. оплата труда основного персонала	тыс.руб.	21 241
3.2.	в т.ч. оплата труда цехового персонала	тыс.руб.	7 607
3.3.	в т.ч. Оплата труда управленческого персонала	тыс.руб.	3 889
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	2 242
5.1	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.	0
5.2	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.руб.	0
5.3	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.руб.	0
5.4	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	0
5.5	Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией	тыс.руб.	0
5.6	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.руб.	2 242
6	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	0
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	0
8	Лизинговый платеж	тыс.руб.	0
9	Арендная плата	тыс.руб.	0
10	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	4 867
10.1	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	605
10.2	Расходы на канцелярские товары	тыс.руб.	0
10.3.	Клининговые услуги	тыс.руб.	0
10.4.	Цеховые расходы	тыс.руб.	2 343

10.5.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	1 919
10.6.	Другие услуги	тыс.руб.	0
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	47 480,3
	Расчет неподконтрольных расходов		
№ п.п.	**Показатели**	**Единица измерения**	**КТР 2018**
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	694
1.2	Арендная плата	тыс.руб.	7 574
1.3	Концессионная плата	тыс.руб.	
1.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	955
1.4.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	30
1.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.	71
1.4.3	иные обязательны платежи	тыс.руб.	854
1.4.4.	транспортный налог	тыс.руб.	0
1.4.5.	налог на имущество	тыс.руб.	0
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	10 390
1.5.1.	в т.ч. отчисления на ФЗП основного персонала	тыс.руб.	7 090
1.5.2.	в т.ч. отчисления на ФЗП цехового персонала	тыс.руб.	2 238
1.5.3.	в т.ч. отчисления на ФЗП аппарата управления	тыс.руб.	1 062
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	1 222
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	161
1.7.1.	в т.ч. амортизация источника теплоснабжения	тыс.руб.	82
1.7.2.	в т.ч. амортизация вспомогательных служб	тыс.руб.	79
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	1 483
	ИТОГО	тыс.руб.	22 480
2	Налог на прибыль	тыс.руб.	1 241
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования		
4	Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	23 721
	Расходы на приобретение энергетических ресурсов		
№ п.п.	**Показатели**	**Единица измерения**	**КТР 2018**
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	44 663
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	5 131
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	628
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	
6	Расходы, связанные с созданием нормативного запаса топлива	тыс.руб.	
	ИТОГО		50 422
№ п.п.	**Показатели**	**Единица измерения**	**КТР 2018**
	ПРИБЫЛЬ	тыс.руб.	605,70
	Нормативный уровень прибыли	%	0,5%
	Расчётная предпринимательская прибыль (5%)	тыс.руб.	
	Прибыль (убыток) до налогообложения	тыс.руб.	
	Результаты деятельности за отчетный период	тыс.руб.	4 357
	необоснованные расходы понесенные /экономически расходы понесенные при установлении тарифов за отчетный год, в том числе	тыс.руб.	-3 434
	по топливу	тыс.руб.	-4 453
	по электроэнергии	тыс.руб.	133

	по покупке воды	тыс.руб.	-16
	неподконтрольные расходы	тыс.руб.	901
	выпадающие доходы, связанные с превышением учтенного при установлении объема полезного отпуска над факт./доходы, необоснованно полученные	тыс.руб.	7 791
	ИТОГО НВВ на производство и передачу (или передачу тепловой энергии)		
№ п.п.	**Показатели**	**Единица измерения**	**КТР 2018**
	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	126 587
	Товарная выручка	тыс.руб.	
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	24,998
	Удельная стоимость	руб./Гкал	5 063,87
	Тариф	руб./Гкал	5 063,87
	СПРАВОЧНО:		**КТР 2018**
	Вода, ГОУП "Оленегорскводоканал"		
	кол-во, тн		24 775,65
	цена, руб/тн		25,36
	Эл.энергия, АО "АтомЭнергоСбыт", НН		
	кол-во, кВтч		1 047,82
	-на выработку тепловой энергии, тыс. кВтч		52,39
	-на работу оборудования, тыс.кВтч		995,43
	цена, руб/кВтч		4,90
	Топливо, М-100		
	удельн.расход, кг.у.т/Гкал		178,31
	калорийный коэффициент		1,37
	нормативный расход, т.у.т.		5 330,82
	Расход нат.топлива, тн		3 891,11
	цена топлива, руб/т.н.т.		11 478,23
	сумма, тыс.руб.		

часть 11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

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

Динамика утвержденных тарифов теплоснабжающей организации АО «МЭС» на территории СП Ловозеро представлена в таблице ниже.

Таблица 32 - Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «МЭС» в СП Ловозеро.

Источники	Тариф 2016 г.		Тариф 2017 г.		Тариф 2018 г.	
	01.01.2016 - 30.06.2016	01.07.2016 - 31.12.2016	01.01.2017 - 30.06.2017	01.07.2017 - 31.12.2017	01.01.2018 - 30.06.2018	01.07.2018 - 31.12.2018
с.п. Ловозеро:						
прочие потребители (без НДС)	3 929,61	4 017,14	4 017,14	4 170,28	4 170,28	4 337,09
население (с НДС)	3 965,968	3 965,968	3 965,968	3 965,968	3 965,968	3 965,968

Таблица 33 - Тариф на горячую воду для АО «МЭС» в закрытой системе горячего водоснабжения для потребителей (кроме населения) СП Ловозеро (без НДС)

Год	Компоненты			
	Холодная вода, руб/м^3		Тепловая энергия, руб/Гкал	
	С 01.01 по 30.06	С 01.07 по 31.12	С 01.01 по 30.06	С 01.07 по 31.12
2016	16,12	23,86	3929,61	4017,14
2017	23,86	25,54	4017,14	4170,28
2018	25,54	26,66	4170,28	4337,09

Таблица 34 - Тариф на горячую воду для АО «МЭС» в закрытой системе горячего водоснабжения для населения СП Ловозеро (с НДС)

Год	Компоненты			
	Холодная вода, руб/м^3		Тепловая энергия, руб/Гкал	
	С 01.01 по 30.06	С 01.07 по 31.12	С 01.01 по 30.06	С 01.07 по 31.12
2016	18,04	22,55	3965,968	3965,968
2017	22,55	24,24	3965,968	3965,968
2018	24,24	25,69	3965,968	3965,968

б) описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Структура экономически обоснованного тарифа согласно предоставленных данных АО «МЭС», представлена в таблице ниже. Основную долю в структуре себестоимости тепловой энергии занимают расходы на топливо - 37 %.

Таблица 35 - Калькуляция экономически обоснованного тарифа на тепловую энергию

	Расчет коэффициента индексации		
№ п.п.	**Показатели**	**Единица измерения**	**КТР 2018**
	инфляция	%	4,0%
	индекс эффективности операционных расходов	%	1,0%
	размер активов по передаче тепловой энергии	у.е.	116,82
	размер активов по производству тепловой энергии	Гкал/ч	18,25
	индекс изменения количества активов		
	коэффициент эластичности затрат по росту активов		0,75
	итого коэффициент индексации		1,0296
	Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)		
№ п.п.	**Показатели**	**Единица измерения**	**КТР 2018**
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	1 307
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	6 327
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	32 737
3.1.	в т.ч. оплата труда основного персонала	тыс.руб.	21 241
3.2.	в т.ч. оплата труда цехового персонала	тыс.руб.	7 607
3.3.	в т.ч. Оплата труда управленческого персонала	тыс.руб.	3 889
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	2 242
5.1	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.	0
5.2	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.руб.	0
5.3	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.руб.	0
5.4	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	0
5.5	Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией	тыс.руб.	0
5.6	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.руб.	2 242
6	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	0
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	0
8	Лизинговый платеж	тыс.руб.	0
9	Арендная плата	тыс.руб.	0
10	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	4 867
10.1	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	605
10.2	Расходы на канцелярские товары	тыс.руб.	0
10.3.	Клининговые услуги	тыс.руб.	0
10.4.	Цеховые расходы	тыс.руб.	2 343
10.5.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	1 919
10.6.	Другие услуги	тыс.руб.	0
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	47 480,3
	Расчет неподконтрольных расходов		
№ п.п.	**Показатели**	**Единица измерения**	**КТР 2018**
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регули-руемые виды деятельности	тыс.руб.	694
1.2	Арендная плата	тыс.руб.	7 574
1.3	Концессионная плата	тыс.руб.	

1.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	955
1.4.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размеще-ние отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	30
1.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.	71
1.4.3	иные обязательны платежи	тыс.руб.	854
1.4.4.	транспортный налог	тыс.руб.	0
1.4.5.	налог на имущество	тыс.руб.	0
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	10 390
1.5.1.	в т.ч. отчисления на ФЗП основного персонала	тыс.руб.	7 090
1.5.2.	в т.ч. отчисления на ФЗП цехового персонала	тыс.руб.	2 238
1.5.3.	в т.ч. отчисления на ФЗП аппрата управления	тыс.руб.	1 062
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	1 222
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	161
1.7.1.	в т.ч. амортизация источника теплоснабжения	тыс.руб.	82
1.7.2.	в т.ч. амортизация вспомогательных служб	тыс.руб.	79
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	1 483
	ИТОГО	тыс.руб.	22 480
2	Налог на прибыль	тыс.руб.	1 241
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования		
4	Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	23 721
	Расходы на приобретение энергетических ресурсов		
№ п.п.	**Показатели**	**Единица измерения**	**КТР 2018**
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	44 663
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	5 131
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	628
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	
6	Расходы, связанные с созданием нормативного запаса топлива	тыс.руб.	
	ИТОГО		50 422
№ п.п.	**Показатели**	**Единица измерения**	**КТР 2018**
	ПРИБЫЛЬ	тыс.руб.	605,70
	Нормативный уровень прибыли	%	0,5%
	Расчётная предпринимательская прибыль (5%)	тыс.руб.	
	Прибыль (убыток) до налогообложения	тыс.руб.	
	Результаты деятельности за отчетный период	тыс.руб.	4 357
	необоснованные расходы понесенные /экономически расходы понесенные при установлении тарифов за отчетный год, в том числе	тыс.руб.	-3 434
	по топливу	тыс.руб.	-4 453
	по электроэнергии	тыс.руб.	133
	по покупке воды	тыс.руб.	-16
	неподконтрольные расходы	тыс.руб.	901
	выпадающие доходы, связанные с превышением учтенного при установлении объема полезного отпуска над факт./доходы, необоснованно полученные	тыс.руб.	7 791

	ИТОГО НВВ на производство и передачу (или передачу тепловой энергии)		
№ п.п.	**Показатели**	**Единица измерения**	**КТР 2018**
	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	126 587
	Товарная выручка	тыс.руб.	
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	24,998
	Удельная стоимость	руб./Гкал	5 063,87
	Тариф	руб./Гкал	5 063,87
	СПРАВОЧНО:		**КТР 2018**
	Вода, ГОУП "Оленегорскводоканал"		
	кол-во, тн		24 775,65
	цена, руб/тн		25,36
	Эл.энергия, АО "АтомЭнергоСбыт", НН		
	кол-во, кВтч		1 047,82
	-на выработку тепловой энергии, тыс. кВтч		52,39
	-на работу оборудования, тыс.кВтч		995,43
	цена, руб/кВтч		4,90
	Топливо, М-100		
	удельн.расход, кг.у.т/Гкал		178,31
	калорийный коэффициент		1,37
	нормативный расход, т.у.т.		5 330,82
	Расход нат.топлива, тн		3 891,11
	цена топлива, руб/т.н.т.		11 478,23
	сумма, тыс.руб.		

в) описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение к системе теплоснабжения – плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемых к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемых здания, строения, сооружения;

В соответствии с Постановления Правительства РФ от 13.02.2006 г. №83 (ред. от 05.07.2018) «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения» запрещается брать плату за подключение при отсутствии утвержденной инвестиционной программы и если все затраты по строительству сетей и подключению выполнены за счет средств потребителя. Данный

Плата за подключение к тепловым сетям может взыматься после утверждения Схемы теплоснабжения, инвестиционной программы создания (реконструкции) сетей теплоснабжения с. Ловозеро и тарифа за подключение, в соответствии с действующим законодательством.

На данный момент плата за подключение к системе теплоснабжения с. Ловозеро не

утверждена.

г) плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

В соответствии с требованиями Федерального Закона Российской Федерации от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении»: «потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры на оказание услуг по поддержанию резервной мощности...»

В СП Ловозеро, на момент актуализации схемы, плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности для всех категорий потребителей, в том числе и социально значимых - не утверждена.

часть 12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения

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

В настоящее время существуют следующие проблемы организации качественного теплоснабжения СП Ловозеро:

1. Высокий уровень морального и физического износа основного тепломеханического оборудования котельной с. Ловозеро. Пять паровых котлов ДЕ 6,5-14ГМ введены в эксплуатацию в 1987 году. Средневзвешенный срок службы котлов составляет 31 год. Высокий износ насосного, электросетевого и энергетического оборудования. Высокий износ вспомогательного оборудования котельной;
2. Низкий уровень автоматизации котельной;
3. Высокий износ тепловых сетей и сетей ГВС, основная часть тепловых сетей сельского поселения Ловозеро была введена в эксплуатацию в 1983-1998 гг. В настоящий момент большая часть тепловых сетей нуждается в замене;
4. Высокий износ тепловой изоляции трубопроводов. Тепловая изоляция на многих участках тепловых сетей сильно повреждена, что является причиной повышенных тепловых потерь;
5. Низкая степень охвата потребителей квартирным учетом горячей воды, отопления и средствами регулирования теплопотребления.

В целом систему теплоснабжения с. Ловозеро можно охарактеризовать как имеющую значительный физический и моральный износ.

Для обеспечения качественного теплоснабжения с. Ловозеро на перспективу необходимо выполнить комплекс мероприятий по реконструкции и модернизации коммунального хозяйства.

б) описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Основными проблемами организации надежного теплоснабжения СП Ловозеро является:

- Высокий износ тепломеханического оборудования котельной и тепловых сетей, что увеличивает риск развития инцидентов и аварийных ситуаций;

- За период с 2012 по 2017 год на тепловых сетях с. Ловозеро не было зафиксировано

аварий на тепловых сетях с длительным отключением потребителей. Но учет количества инцидентов (отказов) на тепловых сетях, не классифицируемых как аварии, диспетчерскими службами тепловых сетей не ведется (не архивируется). Необходимо внедрение единой базы данных всех инцидентов на котельной и тепловых сетях;

- недостаточный уровень автоматизации технологического процесса выработки тепловой энергии;
- недостаточный уровень автоматизации при регулировании отпуска тепловой энергии потребителям;
- низкие характеристики теплозащиты ограждающих конструкций жилых и общественных зданий и их ухудшение из-за недостаточных и несвоевременных ремонтов.

Для обеспечения надежного теплоснабжения в с. Ловозеро на перспективу в первую очередь необходима замена изношенного оборудования и тепловых сетей.

Старение тепловых сетей приводит как к снижению надежности вызванной коррозией и усталостью металла, так и к разрушению изоляции. Разрушение изоляции в свою очередь приводит к тепловым потерям и значительному снижению температуры теплоносителя еще до ввода потребителя. Отложения, образовавшиеся в тепловых сетях за время эксплуатации в результате коррозии, отложений солей жесткости и прочих причин, снижают качество сетевой воды. Повышение качества теплоснабжения может быть достигнуто путем реконструкции тепловых сетей.

Организация надежного и безопасного теплоснабжения поселения, это комплекс организационно-технических мероприятий, их которых можно выделить:

- план своевременной перекладки тепловых сетей на территории поселения;
- совершенствование диспетчеризации и телемеханизации объектов;
- современные методы оперативного определения мест утечек.

Определение ненадежных участков обычно проводят с помощью инженерной диагностики - это надежный, но трудоемкий и дорогостоящий метод обнаружения потенциальных мест отказов. Поэтому для определения перечня участков тепловых сетей, которые в первую очередь нуждаются в комплексной диагностике, следует проводить расчет надежности. Этот расчет должен базироваться на статистических данных об отказах (в т.ч. авариях), осмотрах, параметрах работы участков и технической диагностике на данных участках тепловых сетей за период не менее пяти лет.

На предприятии создана диспетчерская служба теплосети, однако методы дистанционного контроля не применяются. При разработке проектов перекладки, тепловых сетей, рекомендуется применять трубопроводы с системой оперативного дистанционного контроля (ОДК)

в) описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

К существующим проблемам развития систем теплоснабжения СП Ловозеро следует отнести:

- значительный срок эксплуатации основного оборудования котельной и, как следствие, высокая степень его износа;
- установленные котлоагрегаты являются низкоэффективными;
- недостаточные темпы замены отслуживших свой срок тепловых сетей;
- высокий уровень удельных потерь тепловой энергии при ее транспортировке по тепловым сетям ввиду износа (частичного отсутствия) тепловой изоляции сетей;
- косвенным сдерживающим фактором развития системы теплоснабжения СП Ловозеро является отсутствие газотранспортной системы;
- у части потребителей отсутствуют приборы учета потребленной тепловой энергии, что влечет собой расчет за потребленные услуги по нормативным значениям;
- недостаточное финансирование и отсутствие привлеченных внебюджетных средств, инвестиций.

Котельная с. Ловозеро имеет значительный запас установленной тепловой мощности, которая может обеспечить перспективные приросты тепловой нагрузки в зоне теплоснабжения существующего источника тепловой энергии

г) описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Как уже было сказано выше, основным топливом, используемым для производства тепловой энергии, является мазут. Основной проблемой в организации надежного и эффективного снабжения топливом является зависимость теплоснабжающей компании от поставок мазута. Мурманская область является одной из наименее газифицированных регионов России, как в региональной промышленности, так и в жилищном секторе, и, следовательно, сильно зависит от поставок мазута для отопления в зимний период. Ежегодно на закупки этого вида топлива тратится значительные суммы из бюджета.

В настоящее время, чтобы исключить ситуацию с не стабильными поставками жидкого топлива, на источниках теплоснабжения создан не снижаемый запас топлива, который позволит снизить зависимость источников теплоснабжения от ситуаций с поставками мазута.

Информация от АО «МЭС» о перебоях в снабжении топливом котельной с. Ловозеро не поступала.

д) анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

В настоящее время предписания надзорных органов, об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения сельского поселения Ловозеро отсутствуют.

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

а) данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Базовые значения уровня потребления тепла на цели теплоснабжения в СП Ловозеро представлены в таблице ниже.

Таблица 36 – Базовые значения потребления тепла на цели теплоснабжения

Наименование котельной	Расчетная тепловая нагрузка					Годовой полезный отпуск потребителям, Гкал
	Отопление Гкал/ч	Вентиляция Гкал/ч	ГВС(средняя) Гкал/ч	ГВС (максимальная) Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	
Котельная с. Ловозеро	7,815	0,000	0,769	1,538	9,353	26650

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

Прогнозы приростов площади строительных фондов МО Ловозеро выполнены на основании действующего Генерального плана СП Ловозеро. Генеральный план разработан на следующие проектные периоды:

- I этап первая очередь) - 2020 год;
- I1 этап (расчетный срок генерального плана) - 2030 год.

Генеральный план является одним из документов территориального планирования поселения и основным документом планирования развития территории, отражающий градостроительную стратегию и условия формирования среды жизнедеятельности.

Генеральный план, как документ территориального планирования, направлен на определение назначения территорий исходя из совокупности социальных, экономических, экологических и иных факторов, развитие инженерной, транспортной и социальной инфраструктур округа, в целях обеспечения устойчивого развития территориального образования.

Устойчивое развитие территории муниципального образования, которое является целью градостроительной деятельности – это безопасные и благоприятные условия жизнедеятельности человека, ограничение негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду, обеспечение охраны и рационального использования природных ресурсов в интересах настоящего и будущего поколений.

Планировочные решения генерального плана являются основой для разработки проектной документации последующих уровней, а также программ, осуществление которых необходимо для успешного функционирования поселения. В настоящее время жилищный фонд сельского поселения насчитывает 87,856 тыс. м. кв. Аварийный жилой фонд составляет 0,11 тыс. м^2.

Средняя жилищная обеспеченность составляет 27,4 м^2/чел, что является более высоким показателем, чем средний по стране. В таблице ниже представлены характеристики жилого фонда СП Ловозеро

Таблица 37 - Структура жилищного фонда СП Ловозеро

Населенный пункт	Общая площадь жилых помещений, кв. м.	0-30 % износа	Каменные дома 31-65 % износа	Деревянные дома 31-65 % износа	Деревянные дома 66-70 % износа	Деревянные дома более 70 % износа
с. Ловозеро	74306	61813,2	628,6	7179	3857,8	827,4
с. Краснощелье	9934	5204,5	0	4614,1	94,2	21,2
с. Сосновка	1649,7	752,3	0	755,1	142,3	0
с. Каневка	1966,4	1303,2	663,3	0	0	0

Актуализированный прогноз перспективной застройки

Генеральным планом развития сельского поселения Ловозеро предусматривается:

- В северо-западной части с. Ловозеро планируется выделение площадки под жилищное строительство. На 17 га будут размещены малоэтажные дома с приусадебными участками. При плотности населения 30 чел/га и средней обеспеченностью одного человека 28 кв.м. жилья, площадь жилых помещений составит не менее 14280 кв.м.
- В центральной части села Краснощелье выделена площадка под жилищное строительство, проектом предлагается размещение жилых домов с приусадебными участками общей площадью 6500 м. кв.

Площадь жилого фонда сельского поселения Ловозеро к 2030 году увеличится до 106009 кв. м. Обеспеченность одного жителя жилой площадью в с. п. Ловозеро составит 31 м. кв.

Показатели Генерального плана представлены в таблице ниже.

Таблица 38 – Показатели Генерального плана

Показатель Генерального плана	Единицы измерения	2013	2017	Расчетный срок 2030
Жилой фонд	тыс. м^2	82,029	87,856	106,009
Выбытие жилого фонда	тыс. м^2	-	0,5799	1,6
Новое строительство	тыс. м^2	-	3,2459	21,158
Обеспеченность жилым фондом	м^2/чел.	23,4	27,4	31
Объем строительства в год	тыс. м^2	-	3,2459	1,41

Показатель Генерального плана	Единицы измерения	2013	2017	Расчетный срок 2030
Многоэтажные дома	тыс. м^2	51,9	54,976	56,6
Малоэтажные с приусадебной застройкой	тыс. м^2	18,9	21,68	39,7

Структура нового жилищного строительства: Малоэтажное жилье – 20,7 тыс. м^2; Многоэтажное – 1,874 тыс. м^2. Локализация нового строительства по микрорайонам сельского поселения Ловозеро, согласно Генеральному плану развития сельского поселения Ловозеро и данным градостроительного комитета представлена на рисунках 14,15.

Рисунок 14 - Локализация объектов нового строительства согласно Генерального плана развития сельского поселения Ловозеро (село Ловозеро)

Рисунок 15 - Локализация объектов нового строительства согласно Генеральному плану развития сельского поселения Ловозеро (село Краснощелье)

Прогнозы приростов площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением на типы объектов на каждом этапе представлены в таблицах ниже.

Таблица 39 - Жилая площадь на расчетный период разработки схемы теплоснабжения СП Ловозеро, тыс. м^2

Наименование показателя	**2017**	**2018**	**20119**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
многоэтажная	54,976	55,101	55,226	55,351	55,476	55,601	55,726	55,851	55,976	56,101	56,226	56,351	56,475	56,600
малоэтажная с приусадебной застройкой	21,68	23,07	24,46	25,85	27,24	28,63	30,02	31,41	32,8	34,19	35,58	36,97	38,33	39,70
среднеэтажная	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
малоэтажная	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1

Таблица 40 - Убыль жилой площади на расчетный период разработки схемы теплоснабжения СП Ловозеро, тыс. м^2

Наименование показателя	**2017**	**2018**	**20119**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Убыль жилой площади	0,5799	0,6579	0,7359	0,8139	0,8919	0,9699	1,0479	1,1259	1,2039	1,2819	1,3599	1,4379	1,5190	1,600
малоэтажная	0,5799	0,6579	0,7359	0,8139	0,8919	0,9699	1,0479	1,1259	1,2039	1,2819	1,3599	1,4379	1,5190	1,600

Таблица 41 - Жилая площадь на расчетный период разработки схемы теплоснабжения с. Ловозеро, тыс. м^2

Наименование показателя	**2017**	**2018**	**20119**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
многоэтажная	54,976	55,101	55,226	55,351	55,476	55,601	55,726	55,851	55,976	56,101	56,226	56,351	56,475	56,600
малоэтажная с приусадебной застройкой	8,13	8,45	8,77	9,09	9,41	9,73	10,05	10,37	10,69	11,01	11,33	11,65	12,08	12,51
среднеэтажная	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1

Наименование показателя	**2017**	**2018**	**20119**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
малоэтажная	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1

Таблица 42 - Жилая площадь на расчетный период разработки схемы теплоснабжения с. Краснощелье, тыс. м^2

Наименование показателя	**2017**	**2018**	**20119**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
малоэтажная с приусадебной застройкой	9,934	10,364	10,794	11,224	11,654	12,084	12,514	12,944	13,374	13,804	14,234	14,664	15,219	15,761

в) прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

Требования к энергетической эффективности жилых и общественных зданий приведены в ФЗ №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», ФЗ № 190 «О теплоснабжении».

Нормативы потребления тепловой энергии для целей отопления и вентиляции зданий

В соответствии с п. 16 главы 1 Общие положения «Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения», утвержденных приказом Минэнерго России №565 и Минрегиона России №667 от 29.12.2012 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения»: «Для формирования прогноза теплопотребления на расчетный период рекомендуется принимать нормативные значения удельного теплопотребления вновь строящихся и реконструируемых зданий в соответствии со СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» (его актуализации) (далее по тексту – СНиП) и на основании Приказа Министерства регионального развития РФ от 28 мая 2010 года №262 «О требованиях энергетической эффективности зданий, строений и сооружений» (далее по тексту – Требования энергоэффективности зданий, строений и сооружений). Прогноз прироста тепловых нагрузок на расчетный период разработки Схемы теплоснабжения сформирован на основании представленных документов, а также следующих рекомендаций и нормативно-правовых актов:

1) Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 17 мая 2011 г. №224 «Об утверждении требований энергетической эффективности зданий, строений и сооружений»; ГОСТ Р 54964-2012 «Оценка соответствия. Экологические требования к объектам недвижимости» (Дата введения 01.03.2013 г.);

2) СП 50.13330.2012 актуализированная версия СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий»;

3) СП 131.13330.2012 актуализированная версия СНиП 23-01-99 «Строительная климатология».

Данные строительные нормы и правила устанавливают требования к тепловой защите зданий в целях экономии энергии при обеспечении санитарно-гигиенических и оптимальных параметров микроклимата помещений и долговечности ограждающих конструкций зданий и сооружений.

Требования к повышению тепловой защиты зданий и сооружений, основных потребителей энергии являются важным объектом государственного регулирования в большинстве стран мира. Эти требования рассматриваются также с точки зрения охраны

окружающей среды, рационального использования не возобновляемых природных ресурсов, уменьшения влияния «парникового» эффекта и сокращения выделений двуокиси углерода и других вредных веществ в атмосферу.

Данные нормы затрагивают часть общей задачи энергосбережения в зданиях. Одновременно с созданием эффективной тепловой защиты, в соответствии с другими нормативными документами принимаются меры по повышению эффективности инженерного оборудования зданий, снижению потерь энергии при ее выработке и транспортировке, а также по сокращению расхода тепловой и электрической энергии путем автоматического управления и регулирования оборудования и инженерных систем в целом.

Нормы по тепловой защите зданий гармонизированы с аналогичными зарубежными нормами развитых стран. Эти нормы, как и нормы на инженерное оборудование, содержат минимальные требования, и строительство многих зданий может быть выполнено на экономической основе с существенно более высокими показателями тепловой защиты, предусмотренными классификацией зданий по энергетической эффективности.

Данные нормы и правила распространяются на тепловую защиту жилых, общественных, производственных, сельскохозяйственных и складских зданий и сооружений (далее - зданий), в которых необходимо поддерживать определенную температуру и влажность внутреннего воздуха.

Согласно актуализированной версии СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий», энергетическую эффективность жилых и общественных зданий следует устанавливать в соответствии с классификацией по таблице 43.

Присвоение классов D, E на стадии проектирования не допускается.

Классы A, B, C устанавливают для вновь возводимых и реконструируемых зданий на стадии разработки проектной документации и впоследствии их уточняют в процессе эксплуатации, по результатам энергетического обследования. С целью увеличения доли зданий с классами «A, B» субъекты Российской Федерации должны применять меры по экономическому стимулированию, как к участникам строительного процесса, так и эксплуатирующим организациям.

Классы D, E устанавливают при эксплуатации возведенных до 2000 г. зданий с целью разработки органами администраций субъектов Российской Федерации очередности и мероприятий по реконструкции этих зданий.

Таблица 43 - Классы энергетической эффективности жилых и общественных зданий

Обозначение класса	**Наименование класса**	**Величина отклонения расчетного (фактического) значения удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания от нормируемого, %**	**Рекомендуемые мероприятия, разрабатываемые субъектами РФ**
При проектировании и эксплуатации новых и реконструируемых зданий			
A++ A+ A	Очень высокий	Ниже -60 От -50 до -60 включительно От -40 до -50 включительно	Экономическое стимулирование
B+ B	Высокий	От -30 до -40 включительно От -15 до -30 включительно	Экономическое стимулирование
C+ C C-	Нормальный	От -5 до -15 включительно От +5 до -5 включительно От +15 до 5 включительно	Мероприятия не разрабатываются
При эксплуатации существующих зданий			
D	Пониженный	От +15,1 до +50 включительно	Реконструкция при соответствующем экономическом обосновании
E	Низкий	Более +50	Реконструкция при соответствующем экономическом обосновании или снос

В соответствии с п. 8 Требований энергоэффективности зданий, строений и сооружений: «В задании на проектирование следует указывать класс энергетической эффективности В ("высокий") и процент снижения нормируемого удельного расхода энергии на цели отопления и вентиляции по отношению к базовому уровню. Соответствие проектных значений нормируемым на стадии проектирования устанавливается в энергетическом паспорте здания. При неудовлетворении приведенных выше требований усиливается теплозащита наружных ограждающих конструкций, либо выполняются мероприятия по повышению энергоэффективности систем отопления и вентиляции».

Нормами установлены три показателя тепловой защиты здания:

1. приведенное сопротивление теплопередаче отдельных элементов ограждающих конструкций здания;

2. санитарно-гигиенический, включающий температурный перепад между температурами внутреннего воздуха и на поверхности ограждающих конструкций и температуру на внутренней поверхности выше температуры точки росы;

3. удельный расход тепловой энергии на отопление здания, позволяющий варьировать величинами теплозащитных свойств различных видов ограждающих конструкций зданий с учетом объемно-планировочных решений здания и выбора систем поддержания микроклимата для достижения нормируемого значения этого показателя.

Требования тепловой защиты здания будут выполнены, если в жилых и общественных зданиях будут соблюдены требования показателей "а" и "б" либо "б" и "в". В зданиях производственного назначения необходимо соблюдать требования показателей "а" и "б".

Сопротивление теплопередаче элементов ограждающих конструкций

Приведенное сопротивление теплопередаче R_0, м^2 ·°С/Вт, ограждающих конструкций, а также окон и фонарей (с вертикальным остеклением или с углом наклона более 45°) следует принимать не менее нормируемых значений Rreq,м^2·°С/Вт, определяемых по таблице 43, в зависимости от градусо-суток района строительства Dd, °С·сут. Нормируемый температурный перепад между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции Расчетный температурный перепад Δt0, °С, между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции не должен превышать нормируемых величин Δtп, °С, установленных в таблице 3 СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий». Нормируемые значения сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций представлены в таблице ниже.

Таблица 44 - Нормируемые значения сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций

Здания и помещения, коэффициенты а и b	**Градусо-сутки отопительного периода ГСОП,** $^{o}C \cdot сут/год$	**Базовые значения требуемого сопротивления теплопередаче** $R_o^{тр}$, $м^2 \cdot {}^{o}C/Вт$ **, ограждающих конструкций**				
		Стен	**Покрытий и перекрытий над проездами**	**Перекрытий чердачных, над неотапливаемыми подпольями и подвалами**	**Окон и балконных дверей, витрин и витражей**	**Фонарей**
1	2	3	4	5	6	7
1 Жилые, лечебно-профилактические и детские учреждения, школы, интернаты, гостиницы и общежития	2000	2,1	3,2	2,8	0,3	0,3
	4000	2,8	4,2	3,7	0,45	0,35
	6000	3,5	5,2	4,6	0,6	0,4
	8000	4,2	6,2	5,5	0,7	0,45
	10000	4,9	7,2	6,4	0,75	0,5
	12000	5,6	8,2	7,3	0,8	0,55
a	-	0,00035	0,0005	0,00045	-	0,000025
b	-	1,4	2,2	1,9	-	0,25
2 Общественные, кроме указанных выше, административные и бытовые, производственные и другие здания и помещения с влажным или мокрым режимами	2000	1,8	2,4	2,0	0,3	0,3
	4000	2,4	3,2	2,7	0,4	0,35
	6000	3,0	4,0	3,4	0,5	0,4
	8000	3,6	4,8	4,1	0,6	0,45
	10000	4,2	5,6	4,8	0,7	0,5
	12000	4,8	6,4	5,5	0,8	0,55
a	-	0,0003	0,0004	0,00035	0,00005	0,000025
b	-	1,2	1,6	1,3	0,2	0,25
3 Производственные с сухим и нормальным режимами*	2000	1,4	2,0	1,4	0,25	0,2
	4000	1,8	2,5	1,8	0,3	0,25
	6000	2,2	3,0	2,2	0,35	0,3
	8000	2,6	3,5	2,6	0,4	0,35
	10000	3,0	4,0	3,0	0,45	0,4
	12000	3,4	4,5	3,4	0,5	0,45
a	-	0,0002	0,00025	0,0002	0,000025	0,000025
b	-	1,0	1,5	1,0	0,2	0,15

Нормируемый температурный перепад между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции представлен в таблице ниже.

Таблица 45 - Нормируемый температурный перепад между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции

Здания и помещения	**Нормируемый температурный перепад $\Delta t^{н}$, °С, для**			
	наружных стен	**покрытий и чердачных перекрытий**	**перекрытий над проездами, подвалами и подпольями**	**зенитных фонарей**
1. Жилые, лечебно-профилактические и детские учреждения, школы, интернаты	4,0	3,0	2,0	$t_в - t_р$
2. Общественные, кроме указанных в поз. 1, административные и бытовые, за исключением помещений с влажным или мокрым режимом	4,5	4,0	2,5	$t_в - t_р$
3. Производственные с сухим и нормальным режимами	$t_в - t_р$, но не более 7	$0{,}8(t_в - t_р)$, но не более 6	2,5	$t_в - t_р$
4. Производственные и другие помещения с влажным или мокрым режимом	$t_в - t_р$	$0{,}8(t_в - t_р)$	2,5	не нормируется
5. Производственные здания со значительными избытками явной теплоты (более 23 $Вт/м^3$) и расчетной относительной влажностью внутреннего воздуха не более 50%	12	12	2,5	$t_в - t_р$

Удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания в соответствии с Требованиями к энергетической эффективности зданий, для новых жилых и общественных зданий высотой до 75 м включительно (25 этажей) предусматривается следующие нормативы удельного энергопотребления на цели отопления и вентиляции по классу энергоэффективности В ("высокий"): - с 2011 г. согласно таблицам 46, 49; - с 2016 г. согласно таблицам 47, 50 (снижение на 15%); - с 2020 г. согласно таблице 48, 51 (снижение на 10%).

Таблица 46 - Нормируемый с 2011 года удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых домов: одноквартирных отдельно стоящих и блокированных, многоквартирных и массового индустриального изготовления, кДж/($м^2$·°С·сут.)

Отапливаемая площадь домов, м2	**С числом этажей**			
	1	**2**	**3**	**4**
60 и менее	119	-	-	-
100	106	115	-	-
150	93,5	102	110,5	-
250	85	89	93,5	98
400	-	76,5	81	85
600	-	68	72	76,5
1000 и более	-	59,5	64	68

Таблица 47 - Нормируемый с 2016 года удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых домов: одноквартирных отдельно стоящих и блокированных, многоквартирных и массового индустриального изготовления, кДж/(м^2·°С·сут.)

Отапливаемая площадь домов, м2	**С числом этажей**			
	1	**2**	**3**	**4**
60 и менее	98	-	-	-
100	87,5	94,5	-	-
150	88	84	91	-
250	70	73,5	77	80,5
400	-	63	73,5	70
600	-	56	59,5	63
1000 и более	-	49	52,5	56

Таблица 48 - Нормируемый с 2020 года удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию малоэтажных жилых домов: одноквартирных отдельно стоящих и блокированных, многоквартирных и массового индустриального изготовления, кДж/(м^2·°С·сут.)

Отапливаемая площадь домов, м2	**С числом этажей**			
	1	**2**	**3**	**4**
60 и менее	84	-	-	-
100	75	81	-	-
150	66	72	78	-
250	60	63	66	69
400	-	54	57	60
600	-	48	51	54
1000 и более	-	42	45	48

Таблица 49 - Нормируемый с 2011 г. удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, кДж/(м^2·°С·сут.) или [кДж/(м^3·°С·сут.)]

№ п/п	**Типы зданий и помещений**	**Этажность зданий**					
		1-3	**4,5**	**6,7**	**8,9**	**10,11**	**12**
1	Жилые, гостиницы, общежития	По таблице 12	72 [26,5] для 4 этажных одноквартирных и блокированных домов – по таблице 12	68 [24,5]	65 [23,5]	61 [22]	59,5 [21,5]
2	Общественные, кроме перечисленных в позиции 3, 4 и 5 настоящей таблицы	[37,5], [32,5], [30,5] соответственно нарастанию этажности	[27]	[26,5]	[25]	[24]	-
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	[29], [28], [27] соответственно нарастанию этажности	[26,5]	[26,5]	[24,5]	[24]	-
4	Дошкольные учреждения	[38]	-	-	-	-	-
5	Сервисного обслуживания	[19,5], [18,5], [18]	[17]	[17]	-	-	-

№ п/п	Типы зданий и помещений	Этажность зданий					
		1-3	4,5	6,7	8,9	10,11	12
6	Административного назначения (офисы)	[30,5], [29], [28] соответственно нарастанию этажности	[23]	[20,5]	[18,5]	[17]	[17]

Таблица 50 - Нормируемый с 2016 г. удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, кДж/(м^2·°С·сут.)или [кДж/(м^3·°С·сут.)]

№ п/п	Типы зданий и помещений	Этажность зданий					
		1-3	4,5	6,7	8,9	10,11	12
1	Жилые, гостиницы, общежития	По таблице 13	59,5 [21,5] для 4 этажных одноквартирных и блокированных домов – по таблице 13	56 [20,5]	53 [19,5]	50,5 [18]	49 [17,5]
2	Общественные, кроме перечисленных в позиции 3, 4 и 5 настоящей таблицы	[29,5], [26,5], [25] соответственно нарастанию этажности	[21,5]	[21]	[20,5]	[19,5]	-
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	[24], [23], [22,5] соответственно нарастанию этажности	[26,5]	[26,5]	[24,5]	[24]	-
4	Дошкольные учреждения	[31,5]	-	-	-	-	-
5	Сервисного обслуживания	[16], [15,5], [14,5]	[14]	[14]	-	-	-
6	Административного назначения (офисы)	[19], [24], [23] соответственно нарастанию этажности	[19]	[17]	[15,5]	[14]	[14]

Таблица 51 - Нормируемый с 2020 г. удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, кДж/(м^2·°С·сут.)или [кДж/(м^3·°С·сут.)]

№ п/п	Типы зданий и помещений	Этажность зданий					
		1-3	4,5	6,7	8,9	10,11	12
1	Жилые, гостиницы, общежития	По таблице 14	51 [18,5] для 4 этажных одноквартирных и блокированных домов – по таблице 14	48 [17,5]	45,5 [16,5]	43 [15,5]	42 [15]
2	Общественные, кроме перечисленных в позиции 3, 4 и 5 настоящей таблицы	[25], [23], [21,5] соответственно нарастанию этажности	[19]	[18,5]	[17,5]	[17]	-
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	[20,5], [20], [19] соответственно	[18,5]	[18]	[17,5]	[17]	-

№ п/п	Типы зданий и помещений	Этажность зданий					
		1-3	4,5	6,7	8,9	10,11	12
		нарастанию этажности					
4	Дошкольные учреждения	[27]	-	-	-	-	-
5	Сервисного обслуживания	[14], [13], [12,5]	[12]	[12]	-	-	-
6	Административного назначения (офисы)	[21,5], [20,5], [20] соответственно нарастанию этажности	[16]	[14,5]	[13]	[12]	[12]

Примечание к таблицам: Для регионов, имеющих значение Dd = 8000 оС·сут. и более, нормируемые показатели следует снизить на 5%.

Нормативы потребления тепловой энергии для целей горячего водоснабжения потребителей

На основании п. 10 Требований энергоэффективности зданий, строений и сооружений: «Устанавливается снижение удельного потребления воды жилых зданий по отношению к среднему фактическому потреблению на 01.01.2008 – 320 л/(чел.·сутки) поэтапно до 45% к 2020 г., то есть до 175 л/(чел.·сутки), в том числе горячей воды со 150 до 80-85 л/(чел.·сутки). Такие снижения достигаются за счет переноса узла приготовления горячей воды из ЦТП в ИТП в зданиях по мере износа оборудования в ЦТП и внутриквартальных сетей горячего водоснабжения, оснащения приборами индивидуального учета потребления воды в квартирах».

Обоснование перспективных удельных расходов тепловой энергии для жилых зданий и зданий общественно-делового назначения до 2030 г на территории СП Ловозеро

Для перспективной застройки СП Ловозеро была произведена разбивка строительных площадей по категориям (в зависимости от назначения площадей): - жилые здания; - общественно-деловая застройка. С целью определения нормируемого расхода на отопление и вентиляцию жилой застройки необходимо выбрать типовое строение. Значения удельного расхода тепловой энергии представлены в таблице 52. Представленные значения приведены на основании Требований энергоэффективности зданий, строений и сооружений.

Таблица 52- Нормируемое значение удельного расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилых зданий

Год начала действия норматива	Единица измерения норматива	Этажность здания, эт.						Среднее значение
		1-3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше	
2011	кДж/ ($м^2$·°С·сут.)	91,4	72	68	65	61	59,5	69,5

Год начала действия норматива	Единица измерения норматива	Этажность здания, эт.						Среднее значение
		1-3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше	
2016-2019	кДж/ (м^2·°С·сут.)	75,3	59,5	56	53	50,5	49	57,2
2020-2030	кДж/ (м^2·°С·сут.)	64,5	51	48	45,5	43	42	49,0

Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов

В результате сбора исходных данных, проектов строительства новых промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах не выявлено. Однако, в перспективе в СП Ловозеро возможно строительство нежилых зданий и сооружений. В понятие нежилой застройки входят здания и сооружения производственного и непроизводственного назначения: помещения сервисного обслуживания, цеха, склады, ангары, паркинги. Представленная категория зданий характеризуется значительным объемом отапливаемых помещений. Температурный режим в этих зданиях может быть различен: значение температуры воздуха внутри помещения варьируется в пределах 16-19 °С в производственных цехах. Температурный режим в складских помещениях определяется характеристиками хранящегося внутри содержимого.

В Требованиях энергоэффективности зданий, строений и сооружений, а также СНиП указываются значения удельного теплопотребления помещений сервисного обслуживания (технопарков, складов) на цели отопления, вентиляции потребителей тепловой энергии. Таким образом, в качестве обоснования удельного теплопотребления следует принимать значения удельных расходов тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции помещения сервисного обслуживания согласно таблице 53.

Таблица 53 - Нормируемое значение удельного расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий общественно-делового назначения

Год начала действия норматива	Единица измерения норматива	Этажность здания, эт.		Среднее значение
		1-3	4,5	
Общественные здания				
2011	кДж/ (м3·°С·сут.)	33,5	27,0	30,3
2016-2019	кДж/ (м3·°С·сут.)	27,0	22,5	24,8
2020-2030	кДж/ (м3·°С·сут.)	23,2	19,0	21,1
Сервисного обслуживания				
2011	кДж/ (м3·°С·сут.)	18,7	17	17,9
2016-2019	кДж/ (м3·°С·сут.)	15,3	14	14,7
2020-2030	кДж/ (м3·°С·сут.)	13,2	12	12,6
Административного назначения (офисы)				
2011	кДж/ (м3·°С·сут.)	29,2	23	26,1
2016-2019	кДж/ (м3·°С·сут.)	22	19	20,5
2020-2030	кДж/ (м3·°С·сут.)	20,7	16	18,4

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

Перспективные нагрузки централизованного теплоснабжения на цели отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, рассчитаны по укрупненным показателям потребности в тепловой энергии на основании площадей планируемой застройки и расчетного количества населения-потребителей ГВС, а также с учетом принятых в генеральном плане приростов тепловых нагрузок на теплоснабжение объектов социального назначения. Генеральным планом развития сельского поселения Ловозеро предусматривается общий прирост спроса на тепловую мощность за расчетный период на 1,5 Гкал/ч. В таблице 54 приведены данные прироста показателей спроса на тепловую мощность централизованных систем теплоснабжения, определенные в Генеральном плане сельского поселения Ловозеро.

Таблица 54 - Приросты показателей спроса на тепловую мощность по Генеральному плану сельского поселения Ловозеро

Наименование населенного пункта	**Теплоснабжение (прирост), МВт (Гкал/ч)**
	Расчетный срок (2030 г)
с. Ловозеро	1,4 (1,2)
с. Краснощелье	0,35 (0,3)
Всего	1,75 (1,5)

Прирост тепловых нагрузок нарастающим итогом по данным Генерального плана представлен в таблице ниже.

Таблица 55 - Ожидаемый прирост нагрузок нарастающим итогом при реализации Генерального плана сельского поселения Ловозеро начиная с 2018 года

Нагрузка	Годы													
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Всего по СП Ловозеро, Гкал/ч	-	0,12	0,23	0,35	0,46	0,58	0,69	0,81	0,92	1,04	1,15	1,27	1,38	1,50

Согласно Генерального плана при разработке проектов планировки и проектов застройки для малоэтажной жилой застройки и застройки индивидуальными жилыми домами, необходимо предусматривать, преимущественно, теплоснабжение от

индивидуальных источников. Централизованное теплоснабжение малоэтажной застройки и индивидуальной застройки нецелесообразно по причине малых нагрузок и малой плотности застройки, ввиду чего требуется строительство тепловых сетей малых диаметров, но большой протяженности. На основе указанных приростов сформирована таблица 56 прогнозных показателей спроса на тепловую мощность по отдельным населенным пунктам, входящим в состав сельского поселения Ловозеро.

Таблица 56 - Прирост перспективных тепловых нагрузок нарастающим итогом по элементам территориального деления, Гкал/ч

Элемент территориального деления	**Годы**													
	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
с. Ловозеро, в том числе:	-	0,09	0,18	0,28	0,37	0,46	0,55	0,65	0,74	0,83	0,92	1,02	1,11	1,20
- отопление	-	0,05	0,11	0,16	0,22	0,27	0,32	0,38	0,43	0,48	0,54	0,59	0,65	0,70
- ГВС	-	0,04	0,08	0,12	0,15	0,19	0,23	0,27	0,31	0,35	0,38	0,42	0,46	0,50
с. Краснощелье, в том числе:	-	0,03	0,05	0,07	0,09	0,12	0,14	0,16	0,18	0,21	0,23	0,25	0,28	0,30
- отопление	-	0,02	0,03	0,05	0,06	0,08	0,09	0,11	0,12	0,14	0,15	0,17	0,18	0,20
-ГВС	-	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,08	0,09	0,10
Всего по СП Ловозеро, в том числе:	-	0,12	0,23	0,35	0,46	0,58	0,69	0,81	0,92	1,04	1,15	1,27	1,38	1,50
- отопление	-	0,07	0,14	0,21	0,28	0,35	0,42	0,48	0,55	0,62	0,69	0,76	0,83	0,90
-ГВС	-	0,05	0,09	0,14	0,18	0,23	0,28	0,32	0,37	0,42	0,46	0,51	0,55	0,60

Так как перспективные нагрузки потребителей будут покрываться за счет индивидуальных источников тепловой энергии и пристроенных индивидуальных котельных, рост перспективных нагрузок на существующей котельной не произойдет. Прогнозные тепловые нагрузки и балансы теплоносителя в зоне действия котеьлной с. Ловозеро представлены в таблице ниже.

Таблица 57 – Прогнозные тепловые нагрузки и балансы теплоносителя в зоне действия котельной с. Ловозеро

Параметр	**Годы**													
	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Суммарная Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353
Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	11,658	11,658	11,658	11,658	11,658	11,658	11,658	11,658	11,658	11,658	11,658	11,658	11,658	11,658

Параметр	Годы													
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход теплоносителя на отопление, т/ч	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
Прирост расхода теплоносителя, т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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

Прирост перспективных тепловых нагрузок нарастающим итогом по отдельным видам теплопотребления в элементах территориального деления СП Ловозеро в зонах действия индивидуальных источников теплоснабжения приведен в таблице 58.

Таблица 58 - Прирост перспективных тепловых нагрузок нарастающим итогом по отдельным видам теплопотребления в элементах территориального деления сельского поселения Ловозеро, Гкал/ч

Элемент территориального деления	Годы													
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
с. Ловозеро														
- отопление	-	0,05	0,11	0,16	0,22	0,27	0,32	0,38	0,43	0,48	0,54	0,59	0,65	0,70
- ГВСср	-	0,04	0,08	0,12	0,15	0,19	0,23	0,27	0,31	0,35	0,38	0,42	0,46	0,50
с. Краснощелье														
- отопление	-	0,02	0,03	0,05	0,06	0,08	0,09	0,11	0,12	0,14	0,15	0,17	0,18	0,20
-ГВСср	-	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,08	0,09	0,10

Прирост спроса на тепловую мощность для целей отопления и горячего водоснабжения для проектируемого строительства жилых зданий в СП Ловозеро в зонах действия индивидуального источника теплоснабжения представлен в таблице ниже.

Таблица 59 - Прирост спроса на тепловую мощность для целей отопления и горячего водоснабжения в зонах действия индивидуальных источников теплоснабжения СП Ловозеро, Гкал/ч

Нагрузка	**Годы**													
	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
с. Ловозеро	-	0,09	0,18	0,28	0,37	0,46	0,55	0,65	0,74	0,83	0,92	1,02	1,11	1,20
с. Краснощелье	-	0,03	0,05	0,07	0,09	0,12	0,14	0,16	0,18	0,21	0,23	0,25	0,28	0,30
Всего по СП Ловозеро, Гкал/ч	-	0,12	0,23	0,35	0,46	0,58	0,69	0,81	0,92	1,04	1,15	1,27	1,38	1,50

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

По результатам сбора исходных данных проектов строительства новых промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах в виде горячей воды или пара не выявлено.

В настоящий момент существующие предприятия не имеют проектов расширения или увеличения мощности производства в существующих границах. Запланированные преобразования на территории промышленных предприятий имеют административную направленность и не окажут влияния на уровни потребления тепловой энергии сельского поселения.

Как правило, при увеличении потребления тепловой энергии промышленные предприятия устанавливают собственный источник тепловой энергии, который работает для покрытия необходимых тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию, ГВС производственных и административных корпусов, а также для выработки тепловой энергии в виде пара на различные технологические цели. Аналогичная ситуация характерна и для строительства новых промышленных предприятий.

Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа

Согласно пункта 2 Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в последней редакции) при разработке схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения до 100 тыс. электронная модель не требуется.

Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителе

а) 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

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 представлены в таблице ниже.

Таблица 60 - Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки

Наименование котельной	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	Потери тепловой мощности в тепловых сетях Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка подключенных потребителей, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч
Котельная с. Ловозеро	18,25	16,934	15,647	2,305	9,353	3,989
Новая угольная котельная с. Ловозеро	11	11	10,736	1,2	9,353	0,183

Для покрытия перспективной тепловой нагрузки предлагаются следующие решения:

- для многоэтажной и среднеэтажной застройки использовать встроенные, пристроенные котельные соответствующей теплопроизводительности;

- для малоэтажной застройки теплоснабжение осуществлять за счет установки автономных теплогенераторов на древесном топливе в каждом доме.

При этом подключенная тепловая нагрузка котельной с. Ловозеро на перспективу не изменится.

б) 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

Перспективную нагрузку планируемых к строительству зданий планируется покрывать за счет индивидуальных источников теплоснабжения.

Гидравлический расчет передачи теплоносителя для котельной с. Ловозеро выполнен в программе Zulu. В ходе расчета разработаны пьезометрические графики работы тепловых сетей отопления от котельной до самых удаленных потребителей. Пьезометрические графики тепловых сетей котельной с. Ловозеро представлены ниже.

В ходе расчета выявлено, что тепловые сети способны в полной мере обеспечить тепловой энергией всех существующих потребителей с. Ловозеро, но при этом тепловые сети не имеют достаточного резерва пропускной способности для подключения значительного количества перспективных потребителей.

Путь построения пьезометрического графика и пьезометрический график от котельной с. Ловозеро до дома ул. Пионерская, 4 представлены на рисунках 16, 17.

Путь построения пьезометрического графика и пьезометрический график от котельной с. Ловозеро до дома ул. Ручьевая, 6 представлены на рисунках 18, 19.

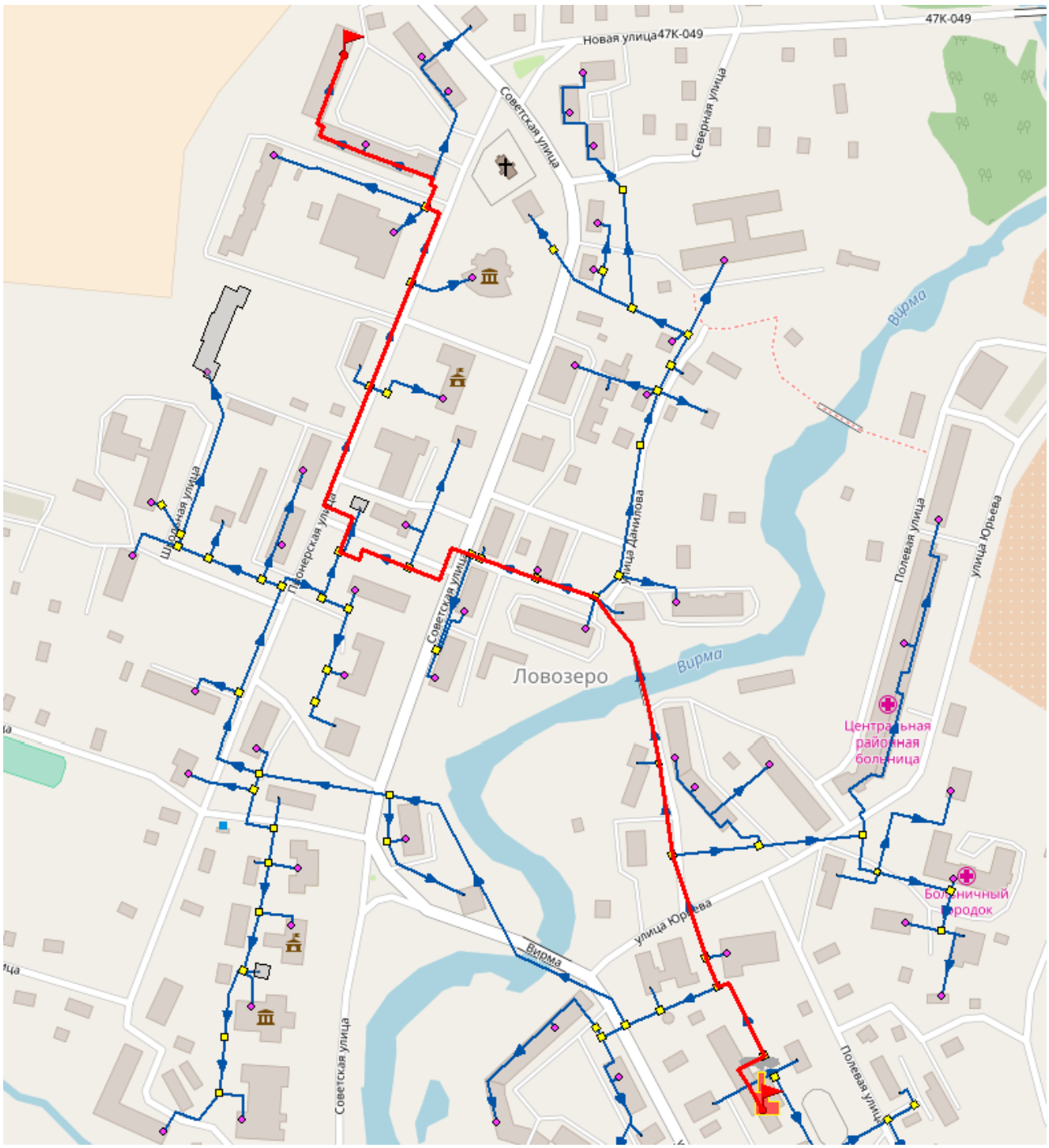
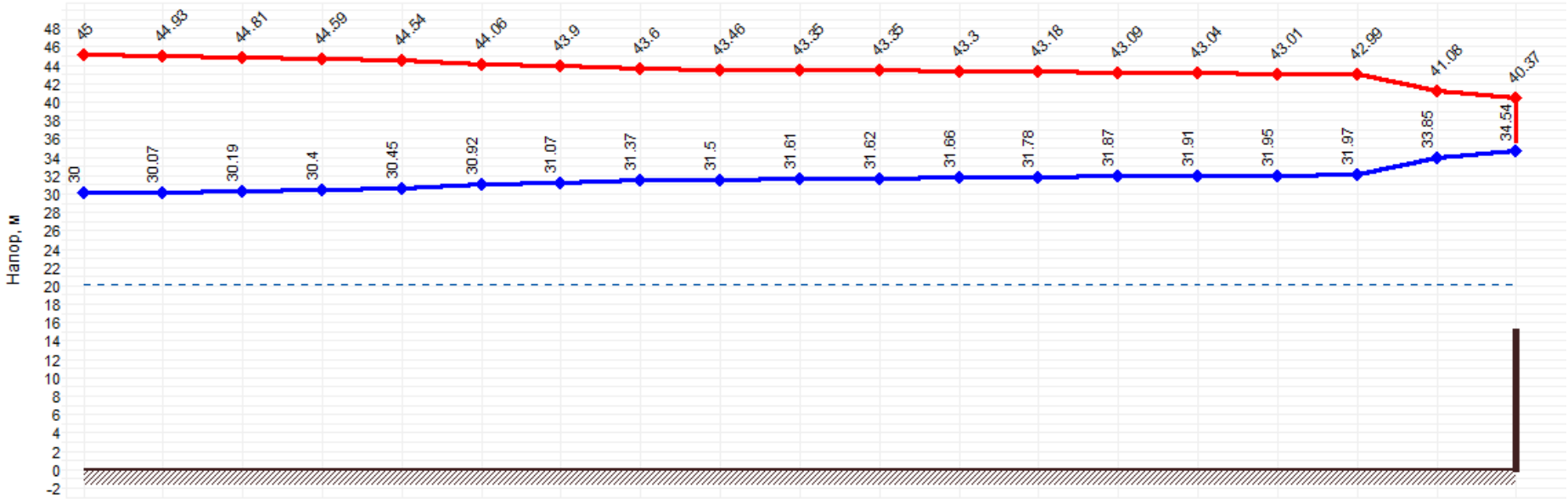


Рисунок 16– Путь построения пьезометрического графика от котельной с. Ловозеро до дома ул. Пионерская, 4



Наименование узла	Кот.	у	ТК-1	ТК-2	ТК-3	ТК-4	ТК-5	ТК-6	ТК-7	ТК-8	ТК-9	ТК-11	ТК-12	ТК-39	ТК-41	ТК-42	у	у	
Полный напор в обратном трубопроводе, м	30	30.1	30.2	30.4	30.5	30.9	31.1	31.4	31.5	31.6	31.6	31.7	31.8	31.9	31.9	31.9	32	33.8	34.5
Располагаемый напор, м	15	14.867	14.62	14.197	14.084	13.133	12.827	12.23	11.957	11.739	11.728	11.645	11.405	11.219	11.13	11.062	11.026	7.228	5.825
Диаметр участка, м	0.35	0.35	0.35	0.3	0.25	0.25	0.25	0.2	0.2	0.25	0.25	0.2	0.25	0.25	0.25	0.2	0.08	0.08	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.937	0.937	0.891	0.714	1.006	0.615	0.615	0.616	0.565	0.362	0.326	0.501	0.326	0.302	0.29	0.298	1.197	0.526	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.918	-0.918	-0.872	-0.699	-0.985	-0.602	-0.602	-0.603	-0.553	-0.354	-0.32	-0.49	-0.32	-0.296	-0.285	-0.292	-1.175	-0.517	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	3.156	3.156	2.852	2.226	5.534	2.075	2.074	2.753	2.32	0.723	0.59	1.822	0.589	0.505	0.468	0.649	32.582	6.337	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	3.086	3.086	2.789	2.178	5.411	2.029	2.029	2.693	2.27	0.708	0.578	1.784	0.578	0.496	0.461	0.639	31.978	6.231	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	312.75	312.75	297.24	175.08	171.24	104.68	104.67	67.13	61.61	61.6	55.61	54.56	55.55	51.42	49.49	32.44	20.89	9.19	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-311.52	-311.53	-296.11	-174.43	-170.6	-104.24	-104.25	-66.85	-61.35	-61.35	-55.37	-54.34	-55.35	-51.26	-49.36	-32.37	-20.85	-9.17	

Рисунок 17 – Пьезометрический график от котельной с. Ловозеро до дома ул. Пионерская, 4

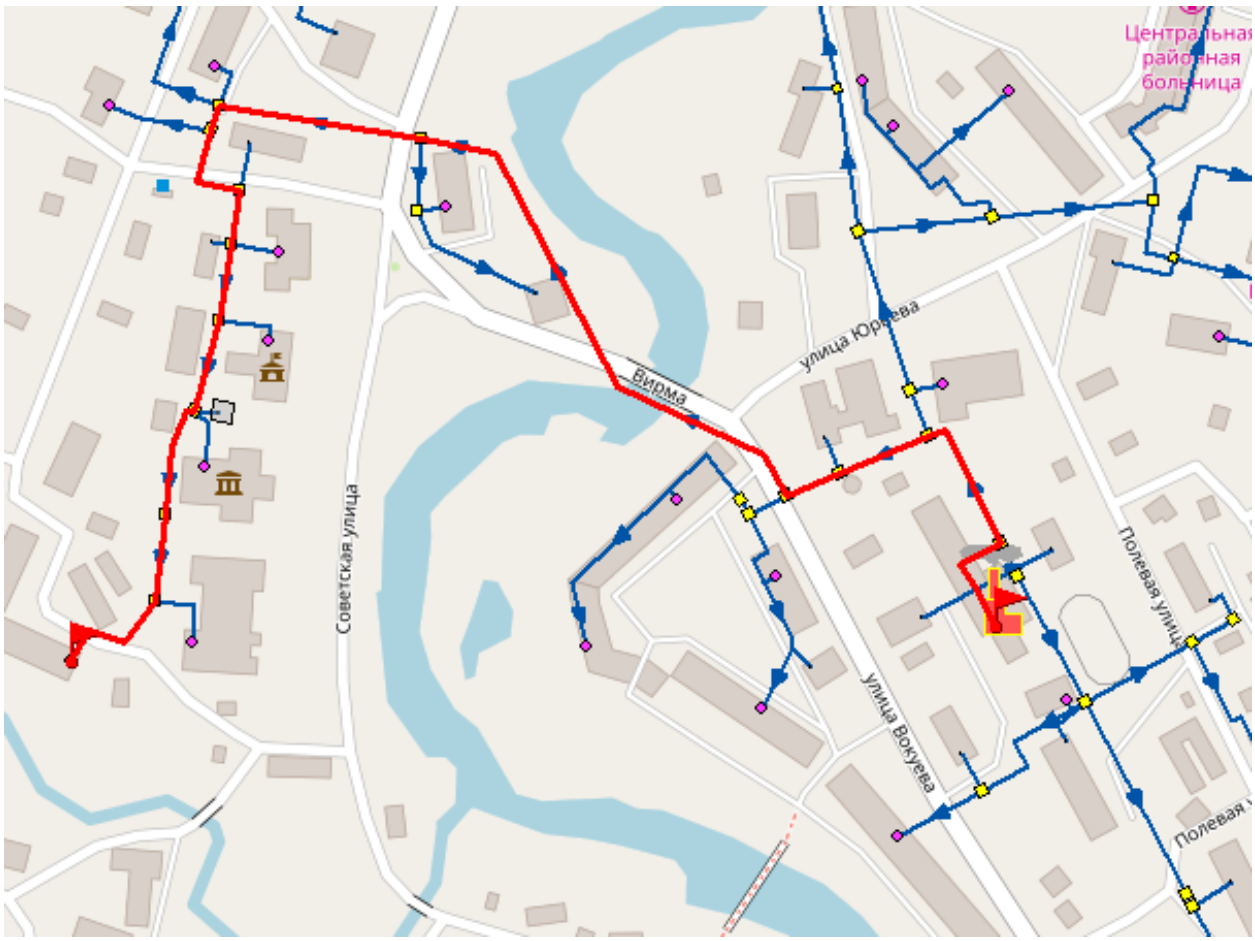
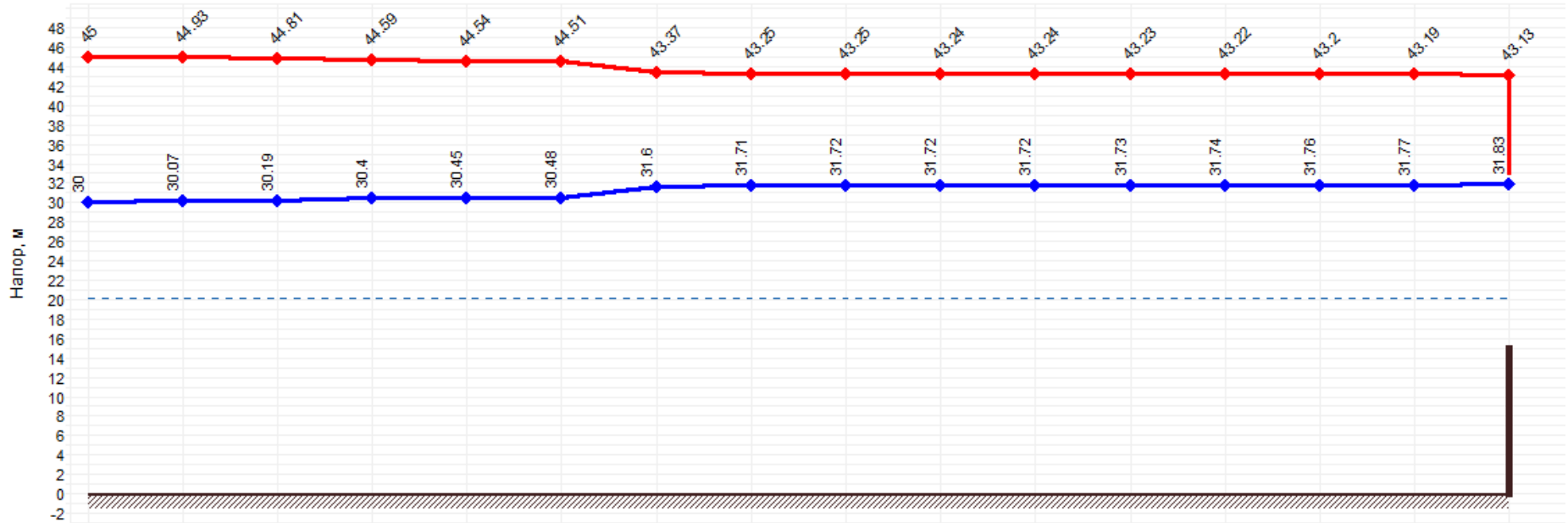


Рисунок 18 – Путь построения пьезометрического графика от котельной с. Ловозеро до дома по ул. Ручьевая, 6



Наименование узла	Кот.	у	ТК-1	ТК-2	ТК-48	ТК-49	ТК-53	ТК-18	ТК-19	ТК-20	ТК-21	ТК-23	ТК-24	ТК-25	ТК-26	
Полный напор в обратном трубопроводе, м	30	30.1	30.2	30.4	30.5	30.5	31.6	31.7	31.7	31.7	31.7	31.7	31.7	31.8	31.8	31.8
Располагаемый напор, м	15	14.867	14.62	14.197	14.088	14.022	11.771	11.535	11.531	11.517	11.514	11.509	11.476	11.445	11.422	11.308
Диаметр участка, м	0.35	0.35	0.35	0.3	0.3	0.2	0.25	0.25	0.25	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.125	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.937	0.937	0.891	0.498	0.498	0.744	0.45	0.166	0.16	0.111	0.109	0.216	0.187	0.187	0.258	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.918	-0.918	-0.872	-0.488	-0.488	-0.728	-0.441	-0.163	-0.157	-0.109	-0.107	-0.212	-0.184	-0.184	-0.253	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	3.156	3.156	2.852	1.087	1.087	4.012	1.115	0.155	0.144	0.056	0.054	0.345	0.259	0.259	0.881	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	3.086	3.086	2.789	1.065	1.065	3.922	1.093	0.153	0.142	0.055	0.053	0.34	0.256	0.256	0.869	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	312.75	312.75	297.24	122.15	122.14	81.09	76.64	28.34	27.25	27.25	26.69	23.6	20.4	20.4	11	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-311.52	-311.53	-296.11	-121.69	-121.7	-80.76	-76.35	-28.22	-27.15	-27.15	-26.6	-23.53	-20.34	-20.35	-10.97	

Рисунок 19 – Пьезометрический график от котельной с. Ловозеро до дома по ул. Ручьевая, 6

в) выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.

Котельная с. Ловозеро имеет резерв тепловой мощности нетто 3,989 Гкал/ч. Перспективные нагрузки будут покрываться от индивидуальных источников тепловой энергии. Подключение кварталов перспективной застройки к котельной также не планируется. На перспективу в 2030 году резерв тепловой мощности нетто котельной с. Ловозеро составит 3,989 Гкал/ч.

Планируется строительство новой угольной котельной. Резерв тепловой мощности новой котельной к 2030 году составит 0,183 Гкал/ч.

Не смотря на резерв тепловой мощности нетто котельной стоит учитывать, что существующие тепловые сети с. Ловозеро не имеют достаточного резерва пропускной способности для подключения значительного количества новых потребителей.

Резерв тепловой мощности нетто котельной с. Ловозеро представлен в таблице ниже.

Таблица 61 – Резерв тепловой мощности нетто котельной с. Ловозеро

Параметр	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	18,25	18,25	1 8,25	18,25	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	16,934	16,934	16,934	16,934	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	15,647	15,647	15,647	15,647	10,736	10,736	10,736	10,736	10,736	10,736	10,736	10,736	10,736	10,736
Потери тепловой мощности в тепловых сетях Гкал/ч	2,305	2,22	2,135	2,05	1,965	1,88	1,795	1,71	1,625	1,54	1,455	1,37	1,285	1,2
Расчетная тепловая нагрузка подключенных потребителей, Гкал/ч	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	3,989	4,074	4,159	4,244	-0,582	-0,497	-0,412	-0,327	-0,242	-0,157	-0,072	0,013	0,098	0,183

Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения

а) описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения

Предлагается два варианта:

- реконструкция существующей котельной с. Ловозеро.
- строительство новой угольной котельной с. Ловозеро

б) технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

Стоимость реконструкции существующей котельной составляет-67,68 млн. руб.

Стоимость строительства новой котельной – 454426 млн. руб.

в) обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей

Приоритетным является вариант строительства новой угольной котельной.

Глава 6. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе и в аварийных режимах

а)расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях котельной с. Ловозеро представлена в таблице ниже:

Таблица 62 - Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях котельной с. Ловозеро

Параметры работы тепловых сетей отопления	**Ед. измерения**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей (расход сетевой воды на отопление)	т/ч	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0
Величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях	т/ч	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787

б) 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

В зоне действия котельной с. Ловозеро горячее водоснабжение потребителей осуществляется с использованием закрытой системы теплоснабжения. Источники тепловой энергии с использование открытой системы горячего водоснабжения на территории СП Ловозеро отсутствуют.

в) сведения о наличии баков-аккумуляторов

На котельной с. Ловозеро баки-аккумуляторы ГВС отсутствуют.

г) нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии

Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия котельной с. Ловозеро представлен в таблице ниже.

Фактическая потребность в подпитке тепловых сетей превышает величину нормативной утечки по причине высокого износа трубопроводов и запорной арматуры.

Таблица 63 - Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия котельной с. Ловозеро

Параметры работы тепловых сетей отопления		**Ед. измерения**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Балансы производительности водоподготовительных установок в нормальном режиме работы	Минимальный расход воды на подпитку теплосети	т/ч	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
	Максимальный расход воды на подпитку теплосети	т/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Подпитка в аварийном режиме		т/ч	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях		т/ч	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787

д) существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя в каждой зоне действия источников тепловой энергии, прогнозировались исходя из следующих условий:

- Регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято по отопительной нагрузке с качественным методом регулирования с расчетными параметрами теплоносителя;

В соответствии с СП 124.13330.2012 Тепловые сети аварийная подпитка в количестве 2% от объема воды в тепловых сетях и присоединенным к ним системам теплопотребления осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой.

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя представлен в таблицах ниже.

Таблица 64 - Баланс теплоносителя в тепловых сетях в зависимости от планируемых тепловых нагрузок

Параметр	**Ед. измерения**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Расчетный расход теплоносителя в системе отопления с учетом перспективы	т/ч	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
Расчетный расход теплоносителя вновь подключенных потребителей	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 65 –Баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения

Наименование	**Ед. измерения**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Паспортная производительность ВПУ	т/ч	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Минимальный расход воды на подпитку теплосети	т/ч	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Максимальный расход воды на подпитку теплосети	т/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Резерв/дефицит мощности ВПУ	т/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/ч	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях	т/ч	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787

Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

а) 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

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

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

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

В случае, технической невозможности подключения к системе теплоснабжения

объекта капитального строительства, вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной, в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

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

предписания о прекращении нарушения правил не дискриминационного доступа к товарам.

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

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

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

Существующие и планируемые к застройке потребители, вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей;
- малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч);
- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе;
- использования тепловой энергии в технологических целях.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

Централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей в с. Ловозеро застройки, подключенной к источникам централизованного теплоснабжения, вся перспективная застройка будет обеспечиваться тепловой энергией от индивидуальных источников.

б) 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

Источники тепловой энергии, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории СП Ловозеро отсутствуют.

в) анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Источники тепловой энергии, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории СП Ловозеро отсутствуют.

г) обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок,

Строительство источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории СП Ловозеро не планируется.

Планируется строительство новой угольной котельной мощностью 12 Гкал/ч с температурным графиком 95/70 С на базе водогрейных котлов типа КВм с топкой типа «шурующая планка» взамен существующей мазутной котельной.

Размещение котельной выполнено на основании географических условий местности, розы ветров и возможности подключения к инженерной инфраструктуре.

Размещение котельной предусматривается на земельном участке площадью не менее 10000 м2 (см. Приложение 2). Земельный участок расположен на расстоянии не менее 120 м от жилой застройки.

На территории предполагаемого участка планируется строительство здания котельной, склада топлива, а также вспомогательных зданий и сооружений.

Котельная и склад топлива представляют собой легкосборные конструкции (ЛСК), выполненные из металлического каркаса, с использованием в качестве ограждающих конструкций сэндвич-панелей. Склад топлива рассчитан на обеспечение котельной топливом в течении 7-ми дней.

Система теплоснабжения – четырёхтрубная, зависимая, закрытая.

Все процессы в котельной максимально автоматизированы, в том числе подача топлива в бункеры котлов и система золошлакоудаления. Котельная оборудована современными системами газоочистки. Доставка топлива и вывоз золы и шлака будет осуществляться автотранспортом.

Для подключения новой угольной котельной к системе теплоснабжения так же предполагается:

- строительство тепловой сети от проектируемой угольной котельной до УТ-(перспектива) Ду300 общей протяжённостью 400 м.п.;
- строительство тепловой сети системы горячего водоснабжения от угольной котельной до ТК-55 Ду150 (Т3) и Ду80 (Т4) общей протяжённостью 477 м.п.;
- перекладка тепловой сети системы отопления на участке от СК-1 до ТК-55 с Ду200 на Ду350 общей протяжённостью 196,5 м.п.;
- перекладка тепловой сети системы отопления на участке от ТК-55 до УТ-(перспектива) с Ду200 на Ду300 общей протяжённостью 77 м.п.;
- строительство наружных и внутриплощадочных инженерных сетей угольной котельной.

Размещение котельной представлено на рисунке ниже. Требуемые расчетные нагрузки планируемой к строительству угольной котельной представлены в таблице ниже.

Условные обозначения:

- границы земельного участка, необходимого для размещения источника теплоснабжения;
- тепловая сеть;

Площадь необходимого участка для размещения источника теплоснабжения не менее S=10000 м^2.

*- привязка дана от красных линий публичной кадастровой карты. При привязке необходимо учитывать погрешность публичной кадастровой карты.

Для подключения новой угольной котельной к системе теплоснабжения так же предполагается:

- строительство тепловой сети от проектируемой угольной котельной до УТ-(перспектива) Ду300 общей протяжённостью 400 м.п.;
- строительство тепловой сети системы горячего водоснабжения от угольной котельной до ТК-55 Ду150 (Т3) и Ду80 (Т4) общей протяжённостью 477 м.п.;
- перекладка тепловой сети системы отопления на участке от СК-1 до ТК-55 с Ду200 на Ду350 общей протяжённостью 196,5 м.п.;
- перекладка тепловой сети системы отопления на участке от ТК-55 до УТ-(перспектива) с Ду200 на Ду300 общей протяжённостью 77 м.п.;
- строительство наружных и внутриплощадочных инженерных сетей угольной котельной.

Рисунок 20 – Размещение новой угольной котельной в с. Ловозеро

Таблица 66 – Требуемы расчетные нагрузки

№ п/п	Населенный пункт	Электроснабжение			Водоснабжение		Водоотведение	
		Категория	Расчетная нагрузка, кВт	Уровень напряжения, В	Часовой расчетный расход холодной воды, м^3/ч	Суточный расчетный расход холодной воды, м^3/сут	Часовой расчетный расход стоков, м^3/ч	Суточный расчетный расход стоков, м^3/сут
1	с.п. Ловозеро	II	210	380	36,5	232,0	8,1	35,0

д) обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

Источники тепловой энергии, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории СП Ловозеро отсутствуют. Данные мероприятия не планируются.

е) 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

Переоборудование котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не планируется.

ж) обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Реконструкция котельной в с. Ловозеро с увеличением зоны ее действия не планируется.

з) обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Перевод в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной электрической и тепловой энергии не планируется. Источники тепловой энергии, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории СП Ловозеро отсутствуют.

и) обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Источники тепловой энергии, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории СП Ловозеро отсутствуют. Данные мероприятия не планируются.

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

После строительства новой угольной котельной мощностью 12 Гкал/ч и переключения на нее потребителей, планируется вывод в резерв существующей мазутной котельной с. Ловозеро.

л) обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения, городского округа, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями

Существующие и планируемые к застройке потребители вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения.

Под индивидуальным теплоснабжением понимается, в частности, печное отопление или теплоснабжение здания от индивидуального источника теплоснабжения.

По существующему состоянию системы теплоснабжения с. Ловозеро индивидуальное теплоснабжение применяется в частном жилищном фонде.

Под поквартирным отоплением понимается теплоснабжение отдельной квартиры многоквартирного жилого дома от индивидуального (установленного непосредственно в квартире) источника теплоснабжения.

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

Поквартирное отопление в многоквартирных жилых зданиях с. Ловозеро по состоянию на 2018 год не применяется и на перспективу не планируется.

Теплоснабжение всей перспективной застройки планируется обеспечить тепловой энергией от индивидуальных источников (но без использования поквартирных источников отопления в многоквартирных жилых домах).

Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей;
- малой плотностью тепловой нагрузки (менее 0,01 Гкал/га);
- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе;
- использования тепловой энергии в технологических целях.

м) обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и

присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения

Перспективные балансы производства и потребления тепловой мощности источника тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в системе отопления представлены в таблице ниже.

Таблица 67 - Перспективные балансы производства и потребления тепловой мощности источника тепловой энергии и теплоносителя

Параметр	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	18,25	18,25	18,25	18,25	18,25	18,25	18,25	18,25	12	12	12	12	12	12
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	16,934	16,934	16,934	16,934	16,934	16,934	16,934	16,934	12	12	12	12	12	12
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	15,647	15,647	15,647	15,647	15,647	15,647	15,647	15,647	11,736	11,736	11,736	11,736	11,736	11,736
Потери тепловой мощности в тепловых сетях Гкал/ч	2,305	2,22	2,135	2,05	1,965	1,88	1,795	1,71	1,625	1,54	1,455	1,37	1,285	1,2
Расчетная тепловая нагрузка подключенных потребителей, Гкал/ч	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353	9,353
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	3,989	4,074	4,159	4,244	4,329	4,414	4,499	4,584	0,758	0,843	0,928	1,013	1,098	1,183
Расход теплоносителя в системе отопления, т/ч	18,25	18,25	18,25	18,25	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11

н) анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

Источники тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии на территории с. Ловозеро отсутствуют. Ввод новых источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии на территории СП Ловозеро не планируется.

В котельной с. Ловозеро не используются местные виды топлива. Топливо завозится из других регионов России.

Строительство новой угольной котельной в с. Ловозеро позволит использовать топливо (уголь), что позволит уменьшить зависимость от необходимости регулярных поставок топлива.

о) обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения

На территории сельского поселения Ловозеро не предполагается развитие и новое строительство производственных мощностей, подключаемых к существующим системам теплоснабжения.

Как правило, при увеличении потребления тепловой энергии промышленные предприятия устанавливают собственный источник тепловой энергии, который работает для покрытия необходимых тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию, ГВС производственных и административных корпусов, а также для выработки тепловой энергии в виде пара на различные технологические цели. Аналогичная ситуация характерна и для строительства новых промышленных предприятий.

п) результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

Согласно закона «О теплоснабжении» определение радиуса эффективного теплоснабжения, который представляет собой 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. В практике разработки перспективных схем теплоснабжения используется вполне адекватное радиусу эффективного теплоснабжения понятие зоны действия источника тепловой энергии. Под зоной действия источника тепловой энергии подразумевается территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения. Решение задачи о том, нужно или не нужно трансформировать зону действия источника тепловой энергии, является базовой задачей построения эффективных схем теплоснабжения. Критерием выбора решения о трансформации зоны

является не просто увеличение совокупных затрат, а анализ возникающих в связи с этим действием эффектов и необходимых для осуществления этого действия затрат. Согласно п. 30, г. 2, ФЗ №190 от 27.07.2010 г.: «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».

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения. Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- надежность системы теплоснабжения. Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину оптимального радиуса теплоснабжения.

Для выполнения расчёта воспользуемся статьёй Ю.В. Кожарина и Д.А. Волкова «К вопросу определения эффективного радиуса теплоснабжения», опубликованной в журнале «Новости теплоснабжения», №8, 2012 г. Радиус эффективного теплоснабжения невозможно корректно определить без точной информации о структуре и протяженности перспективных тепловых сетей и конфигурации размещения потребителей. исходя из этого эффективный радиус теплоснабжения принимается равный оптимальному радиусу теплоснабжения при существующих параметрах тепловых сетей.

Расчет оптимального радиуса теплоснабжения котельной с. Ловозеро представлен в таблице ниже.

Таблица 68 - Расчет оптимального радиуса теплоснабжения котельной с. Ловозеро

Котельная	**$R_{опт}$ (оптимальный радиус теплоснабжения, м)**
Котельная с. Ловозеро	788

Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

а) предложений 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)

На территории СП Ловозеро отсутствуют зоны с дефицитом тепловой мощности. Реализация мероприятий по реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности не требуются.

б) предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения

Перспективную застройку с. Ловозеро планируется обеспечивать теплоснабжением от индивидуальных источников. Строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов не требуется.

в) предложений по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

Строительство тепловых сетей, для обеспечения возможности поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения не планируется.

г) предложений 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

Планируется переключение нагрузки потребителей с. Ловозеро на новую угольную котельную, при этом существующая котельная будет выведена в резерв.

Для подключения тепловых сетей к новой угольной котельной запланированы мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей:

- строительство тепловой сети от проектируемой угольной котельной до УТ-(перспектива) Ду300 общей протяжённостью 400 м.п.;

- строительство тепловой сети системы горячего водоснабжения от угольной котельной до ТК-55 Ду150 (Т3) и Ду80 (Т4) общей протяжённостью 477 м.п.;

- перекладка тепловой сети системы отопления на участке от СК-1 до ТК-55 с Ду200 на Ду350 общей протяжённостью 196,5 м.п.;

- перекладка тепловой сети системы отопления на участке от ТК-55 до УТ-(перспектива) с Ду200 на Ду300 общей протяжённостью 77 м.п..

д) предложений по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности не планируется. Планируется реконструкция изношенных тепловых сетей для повышения надежности теплоснабжения. Мероприятия по реконструкции изношенных тепловых сетей представлены в главе 8 разделе ж).

е) предложений по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

При подключении тепловых сетей к новой котельной планируется перекладка существующих тепловых сетей с увеличением диаметра для обеспечения существующей нагрузки потребителей:

- перекладка тепловой сети системы отопления на участке от СК-1 до ТК-55 с Ду200 на Ду350 общей протяжённостью 196,5 м.п.;

- перекладка тепловой сети системы отопления на участке от ТК-55 до УТ-(перспектива) с Ду200 на Ду300 общей протяжённостью 77 м.п..

ж) предложений по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Планируются мероприятия по реконструкции тепловых сетей, нормативный срок эксплуатации которых превышает 25 лет. Реконструкцию тепловых сетей планируется проводить с использованием современных материалов и поэтапно. В таблицах ниже представлен перечень тепловых сетей отопления и сетей ГВС планируемых к реконструкции. Мероприятия по реконструкции тепловых сетей и сетей ГВС планируется выполнять с 2018 по 2030 гг.

Таблица 69 – Тепловые сети котельной с. Ловозеро, планируемые к реконструкции

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Фактический срок эксплуатации, лет
1	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	9,00	377	31
2	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	52,40	377	31
3	Отопление (2-х	сталь	минвата	11,20	377	31

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Фактический срок эксплуатации, лет
	трубный)					
4	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	16,70	325	31
5	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	99,50	273	31
6	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	45,00	273	30
7	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	41,50	273	30
8	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	38,60	273	30
9	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	39,10	273	30
10	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	42,60	219	29
11	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	34,60	219	29
12	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	17,40	219	29
14	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	38,50	219	34
15	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	74,70	219	34
33	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	10,50	159	26
34	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	14,30	159	26
35	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	10,70	159	26
36	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	17,80	159	26
37	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	39,30	159	26
38	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	2,30	108	26
39	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	13,50	108	26
40	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	20,60	219	33
41	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	91,50	219	33
45	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	39,60	108	33
47	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	12,00	57	33
48	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	36,10	57	33
53	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	64,30	219	27
54	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	80,90	219	27
58	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	29,90	325	30
59	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	22,40	325	32
60	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	29,50	219	32
66	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	26,30	219	30
67	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	69,70	219	30
68	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	4,10	219	30

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Фактический срок эксплуатации, лет
73	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	115,40	219	29
77	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	14,40	89	34
78	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	2,30	108	29
95	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	32,30	219	26
96	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	39,20	89	26
102	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	13,20	114	27
108	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	19,70	57	29
109	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	4,20	89	29
110	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	44,70	133	30
115	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	49,10	159	26
116	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	18,80	159	26
118	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	35,30	89	26
119	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	43,30	159	26
120	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	60,70	159	27
121	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	20,00	114	27
122	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	86,70	159	32
123	Отопление (2-х трубный)	сталь	минвата	44,00	108	32
	Итого:			1839,4		

Таблица 70 – Сети ГВС котельной с. Ловозеро планируемые к реконструкции

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Фактический срок эксплуатации, лет
1г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	9,00	219 159	31
2г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	52,40	219 159	31
3г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	11,20	219 159	31
4г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	16,70	219 108	31
5г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	99,50	159 108	31
6г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	45,00	159 108	30
7г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	41,50	159 108	30
8г	ГВС (2-х трубный)	сталь	мин-	38,60	159	30

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Фактический срок эксплуатации, лет
			вата		108	
9г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	39,10	159 108	30
10г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	42,60	159	29
11г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	34,60	159	29
12г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	17,40	159	29
14г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	38,50	159	34
15г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	74,70	159	34
33г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	10,50	108 108	26
34г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	14,30	108 57	26
35г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	10,70	108 57	26
36г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	17,80	108 57	26
37г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	39,30	108 57	26
38г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	2,30	89 57	26
39г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	13,50	89 57	26
40г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	20,60	159 108	33
41г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	91,50	159 108	33
45г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	39,60	89 89	33
54г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	64,30	159 108	27
55г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	80,90	159 108	27
59г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	29,90	219 159	30
60г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	22,40	219 159	32
61г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	29,50	159 108	32
67г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	26,30	159 57	30
68г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	63,10	159 57	30
69г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	4,10	159 57	30
74г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	14,40	57	34

№ Участка	Наименование трубопровода	Материал трубопровода	Материал изоляции	Протяженность участка, м	Наружный диаметр, мм	Фактический срок эксплуатации, лет
75г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	2,30	57	29
92г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	32,30	133 133	26
93г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	39,20	108 89	26
99г	ГВС (однотрубный)	сталь	минвата	13,20	89	27
104г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	44,70	68 68	31
109г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	18,80	89 57	26
110г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	38,20	89 57	26
114г	ГВС (2-х трубный)	сталь	минвата	44,00	89 25	32
	Итого:			1388,5		

з) предложений по строительству и реконструкции насосных станций

Насосные станции в структуре системы централизованного теплоснабжения с. Ловозеро отсутствуют. Строительство новых насосных станций не планируется.

Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения

а) 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

На территории с. Ловозеро отсутствуют открытые системы горячего водоснабженеия.

б) выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии

На территории с. Ловозеро отсутствуют открытые системы горячего водоснабженеия.

в) предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения

На территории с. Ловозеро отсутствуют открытые системы горячего водоснабженеия.

г) расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения

На территории с. Ловозеро отсутствуют открытые системы горячего водоснабженеия.

д) оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения

На территории с. Ловозеро отсутствуют открытые системы горячего водоснабженеия.

е) предложения по источникам инвестиций

На территории с. Ловозеро отсутствуют открытые системы горячего водоснабженеия.

Глава 10. Перспективные топливные балансы

а) расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа, города федерального значения

Перспективные топливные балансы на 2030 год для новой угольной котельной составят:

- 5614 т.у.т в год;
- 0,82 т.у.т. в час

б) результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива

Запас топлива для существующей и перспективной котельных с. Ловозеро представлены таблицах ниже.

Таблица 71 - Запас топлива для существующей котельной:

Вид топлива	ОНЗТ, тыс. т.н.т	В том числе	
		ННЗТ, тыс. т.н.т	НЭЗТ, тыс. т.н.т
Мазут	0,601	0,084	0,517

Таблица 72 - Запас топлива для перспективной котельной

Вид топлива	ОНЗТ, тыс. т.у.т	В том числе	
		ННЗТ, тыс. т.у.т	НЭЗТ, тыс. т.у.т
уголь	0,822	0,115	0,707

в) вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Потребляемый вид топлива перспективной котельной – уголь.

Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения

а) метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения

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

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов nот [1/год] и относительный аварийный недоотпуск тепла Qав/Qрасч, где Qав – аварийный недоотпуск тепла за год [Гкал], Qрасч – расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год [Гкал]. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Показатель интенсивности отказов тепловых сетей (Котк), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года:

Иотк = nотк/(3*S) [1/(км*год)],

где nотк - количество отказов за последние три года;

S- протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов (Иотк) определяется показатель надежности (Котк):

до 0,5 - Котк = 1,0;

0,5 - 0,8 - Котк = 0,8;

0,8 - 1,2 - Котк = 0,6;

свыше 1,2 - Котк = 0,5.

Показатель оценки вероятности отказов тепловых сетей характеризуется количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года.

За период с 2012 по 2017 год на тепловых сетях с. Ловозеро не было зафиксировано аварий на тепловых сетях с длительным отключением потребителей. Учет количества инцидентов (отказов) на тепловых сетях, не классифицируемых как аварии, диспетчерскими службами тепловых сетей не ведется (не архивируется). Показатель оценки вероятности отказов тепловых сетей К отк = 1.

б) метод и результаты обработки данных по восстановлениям отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения

Среднее время до восстановления участка тепловой сети k-го диаметра:

$$z_{\text{р}}^{\text{k}} = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{\text{сз}}) \cdot d_{\text{k}}^{1,2}\ ],\ \text{ч}$$

где a, b, c - коэффициенты, учитывающие способ прокладки теплопровода;

Lсз - расстояние между секционирующими задвижками, м;

dk – k-й диаметр теплопровода, м.

Значения коэффициентов a, b, c, учитывающих способ прокладки теплопровода, приведены в таблице ниже.

В зависимости от диаметра теплопровода, значения расстояний между СЗ (Lсз) должно соответствовать требованиям СП 124.13330.2012:

1000 м если $dk \leq 0{,}4$ м

1500 м если $0{,}4 < dk < 0{,}6$ м

3000 м если $0{,}6 \leq dk < 0{,}9$ м

5000 м если $dk \geq 0{,}9$ м

В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используются данные указанные в таблице ниже.

Таблица 73 - Среднее время восстановления

Диаметр труб d, м	**80**	**100**	**125**	**150**	**175**	**200**	**250**	**300**	**350**	**400**	**500**
Среднее время восстановления zр, ч	9,5	10,0	10,8	11,3	11,9	12,5	13,8	15,0	16,3	17,5	20,0

За период с 2012 по 2017 год на тепловых сетях с. Ловозеро не было зафиксировано аварий на тепловых сетях с длительным отключением потребителей. Как было сказано ранее, учет количества инцидентов (отказов) на тепловых сетях, не классифицируемых как аварии, диспетчерскими службами тепловых сетей не ведется (не архивируется). Инциденты на тепловых сетях устранялись в регламентированные сроки.

в) результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

Показатель относительного недоотпуска тепла (Кнед) в результате аварий и инцидентов определяется по формуле:

Qнед = Qав/Qфакт*100 [%]

где Qав - аварийный недоотпуск тепла за последние 3 года;

Qфакт - фактический отпуск тепла системой теплоснабжения за последние три года. В зависимости от величины недоотпуска тепла (Qнед) определяется показатель надежности (Кнед)

до 0,1 - Кнед = 1,0;

0,1 - 0,3 - Кнед = 0,8;

0,3 - 0,5 - Кнед = 0,6;

свыше 0,5 - Кнед = 0,5.

В связи с отсутствием аварийных ситуаций показатель относительного недоотпуска тепла (Кнед)=1

г) результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

Показатель надежности электроснабжения источников тепла (Кэ) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии резервного электроснабжения Кэ = 1,0;

- при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии Кэ = 0,6. 2.

Показатель надежности электроснабжения источников тепла (Кэ) = 1,0.

Показатель надежности водоснабжения источников тепла (Кв) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии резервного водоснабжения Кв = 1,0;

- при отсутствии резервного водоснабжения Кв = 0,6. 3.

Показатель надежности водоснабжения источников тепла (Кв) = 0,6.

Показатель надежности топливоснабжения источников тепла (Кт) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- при наличии резервного топлива Кт = 1,0;

- при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии Кт = 0,5. 4.

Показатель надежности топливоснабжения источников тепла (Кт) = 0,5.

Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (Кб). Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

- до 10 - Кб = 1,0;

- 10 – 20 - Кб = 0,8;

- 20 – 30 - Кб - 0,6;

- свыше 30 - Кб = 0,3. 5.

Показатель уровня резервирования (Кр) источников тепла и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

- 90 – 100 - Кр = 1,0;
- 70 – 90 - Кр = 0,7;
- 50 – 70 - Кр = 0,5;
- 30 – 50 - Кр = 0,3;
- менее 30 - Кр = 0,2. 6.

Показатель уровня резервирования (Кр) = 0,2.

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

- до 10 - Кс = 1,0;
- 10 – 20 - Кс = 0,8;
- 20 – 30 - Кс = 0,6;
- свыше 30 - Кс = 0,5.

Показатель технического состояния тепловых сетей (Кс) = 0,5.

Показатель качества теплоснабжения (Кж), характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

Ж = Джал/ Дсумм*100 [%]

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

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности (Кж)

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

д) результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Показатель относительного недоотпуска тепла Кнед=1.

Недоотпуск тепла (Qнед) –-0.

Аварийный недоотпуск тепла за последние три года (Qав, Гкал) – 0.

Расчет показателей надежности представлен в таблице ниже.

Таблица 74 – Расчет показателей надежности

Источник	**Существующее положение**	**Перспектива**
	Котельная с. Ловозеро	**Новая котельная с. Ловозеро**
1. Показатель надежности электроснабжения источников тепла (Кэ):	1,0	1,0
Характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:		
Наличие:	Есть	Есть
Мощность источника тепловой энергии	От 5 до 20 Гкал/ч	От 5 до 20 Гкал/ч
2. Показатель надежности водоснабжения источников тепла (Кв):	0,6	1,0
Характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:		
Наличие:	Отсут	Есть
Мощность источника тепловой энергии	От 5 до 20 Гкал/ч	От 5 до 20 Гкал/ч
3. Показатель надежности топливоснабжения источников тепла (Кт):	0,5	1,0
Характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:		
Наличие:	Отсут	Есть
Мощность источника тепловой энергии	От 5 до 20 Гкал/ч	От 5 до 20 Гкал/ч
4. Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей (Кб):	1,0	1,0
Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):	до 10	до 10
5. Показатель уровня резервирования источников тепла и элементов тепловой сети (Кр):	0,2	0,2
Характеризуется отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке системы теплоснабжения (%):	Менее 30	Менее 30
6. Показатель технического состояния тепловых сетей (Кс):	0,5	0,8
Характеризуется долей ветхих, подлежащих замене трубопроводов (%):	Свыше 30	От 10 до 20
7. Показатель интенсивности отказов тепловых сетей (Котк):	1	1
Характеризуется количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года:		
Количество отказов за последние три года (n отк, шт):	0	0
Интенсивность отказов [Иотк, 1/(км*год)]:	0	0
8. Показатель относительного недоотпуска тепла (Кнед):	1	1
Недоотпуск тепла (Qнед):	0	0
Аварийный недоотпуск тепла за последние три года (Qав, Гкал):	0	0

Источник	**Существующее положение**	**Перспектива**
	Котельная с. Ловозеро	**Новая котельная с. Ловозеро**
9. Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения (Кнад):	0,763	0,883
Система является	надежной	надежной

По результатам оценки система теплоснабжения является надежной. По результатам оценки надежности теплоснабжения разработка предложений, обеспечивающих надежность систем теплоснабжения не требуется.

Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

а) оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

Оценка финансовых потребностей на строительство новой угольной котельной в с. Ловозеро выполнена на основании НЦС 81-02-19-2017 Укрупненные нормативы цены строительства. Сборник N 19. Здания и сооружения городской инфраструктуры.

Показатели НЦС представляют собой сумму денежных средств, необходимую для возведения объекта строительства, предусмотренного номенклатурой нормативов цены строительства, рассчитанной на установленную единицу измерения 1 МВт (теплопроизводительность для котельных, мощность для тепловых пунктов).

Показатели НЦС разработаны на основе ресурсно-технологических моделей, в основу которых положены проектные решения, разработанные в соответствии с действующими на момент разработки НЦС строительными и противопожарными нормами, санитарно-эпидемиологическими правилами и иными обязательными требованиями, установленными законодательством Российской Федерации, в том числе по объектам-аналогам, имеющим положительное заключение экспертизы.

Показателями НЦС предусмотрены технические параметры объектов городской инфраструктуры, отражающие современный уровень конструктивных, архитектурно-планировочных решений, технологических процессов и оборудования.

В показателях НЦС учтена вся номенклатура затрат, которые предусматриваются действующими нормативными документами в сфере ценообразования для выполнения основных, вспомогательных и сопутствующих этапов работ для зданий и сооружений городской инфраструктуры при строительстве в нормальных (стандартных) условиях, не осложненных внешними факторами.

Приведенные показатели НЦС предусматривают стоимость строительных материалов, затраты на оплату труда рабочих и эксплуатацию строительных машин (механизмов), накладные расходы и сметную прибыль, а также затраты на строительство временных титульных зданий и сооружений, дополнительные затраты на производство работ в зимнее время, затраты на проектно-изыскательские работы и экспертизу проекта, затраты на строительный контроль, резерв средств на непредвиденные работы и затраты.

В расчёте стоимости учтен территориальный коэффициент перехода к ценам Мурманской области.

Норматив цены строительства угольной котельной 12 Гкал/ч в селе Ловозеро составит: 150315 тыс. руб. без НДС в ценах 2017 года. Стоимость строительства котельной в текущем уровне цен представлена в таблице 75.

В рамках концессионного соглашения для оказания услуг по теплоснабжению в с. п. Ловозеро проектом предполагается строительство угольной котельной мощностью 12 Гкал/ч, с температурным графиком 95°/70° С на базе водогрейных котлов типа КВм с топкой типа «шурующая планка» взамен существующей мазутной котельной.

Размещение котельной выполнено на основании географических условий местности, розы ветров и возможности подключения к инженерной инфраструктуре.

Размещение котельной предусматривается на земельном участке площадью не менее 10000 м2 (см. Приложение 2). Земельный участок расположен на расстоянии не менее 120 м от жилой застройки.

На территории предполагаемого участка планируется строительство здания котельной, склада топлива, а также вспомогательных зданий и сооружений.

Котельная и склад топлива представляют собой легкосборные конструкции (ЛСК), выполненные из металлического каркаса, с использованием в качестве ограждающих конструкций сэндвич-панелей. Склад топлива рассчитан на обеспечение котельной топливом в течении 7-ми дней.

Система теплоснабжения – четырёхтрубная, зависимая, закрытая.

Все процессы в котельной максимально автоматизированы, в том числе подача топлива в бункеры котлов и система золошлакоудаления. Котельная оборудована современными системами газоочистки. Доставка топлива и вывоз золы и шлака будет осуществляться автотранспортом.

Для подключения тепловых сетей к новой угольной котельной запланированы мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей:

- строительство тепловой сети от проектируемой угольной котельной до УТ-(перспектива) Ду300 общей протяжённостью 400 м.п.;
- строительство тепловой сети системы горячего водоснабжения от угольной котельной до ТК-55 Ду150 (Т3) и Ду80 (Т4) общей протяжённостью 477 м.п.;
- перекладка тепловой сети системы отопления на участке от СК-1 до ТК-55 с Ду200 на Ду350 общей протяжённостью 196,5 м.п.;
- перекладка тепловой сети системы отопления на участке от ТК-55 до УТ-(перспектива) с Ду200 на Ду300 общей протяжённостью 77 м.п..

Тепловые сети

Оценка финансовых потребностей для реконструкции и строительства тепловых сетей выполнена на основании НЦС 81-02-13-2017 Сборник N 13. Наружные тепловые сети.

Показатели НЦС представляют собой сумму денежных средств, необходимую для прокладки наружных тепловых сетей, рассчитанную на установленную единицу измерения (1 км наружных тепловых сетей).

Показатели НЦС разработаны на основе ресурсно-технологических моделей, в основу которых положены схемы прокладки тепловых сетей, разработанные в соответствии с

действующими на момент разработки НЦС строительными и противопожарными нормами, санитарно-эпидемиологическими правилами и иными обязательными требованиями, установленными законодательством Российской Федерации.

В показателях НЦС учтена номенклатура затрат, которые предусматриваются действующими нормативными документами в сфере ценообразования для выполнения основных, вспомогательных и сопутствующих этапов работ для прокладки наружных тепловых сетей при строительстве в нормальных (стандартных) условиях, не осложненных внешними факторами.

Показатели НЦС учитывают стоимость строительных материалов, затраты на оплату труда рабочих и эксплуатацию строительных машин (механизмов), накладные расходы и сметную прибыль, а также затраты на строительство временных титульных зданий и сооружений, дополнительные затраты на производство работ в зимнее время, затраты на проектно-изыскательские работы и экспертизу проекта, строительный контроль, резерв средств на непредвиденные работы и затраты.

Показателями НЦС цены строительства не учтены и, при необходимости, могут учитываться дополнительно: прочие затраты подрядных организаций, не относящиеся к строительно-монтажным работам (командировочные расходы, перевозка рабочих, затраты по содержанию вахтовых поселков), плата за землю и земельный налог в период строительства, плата за подключение к внешним инженерным сетям.

Стоимость реконструкции тепловых сетей представлена в таблице 75.

Таблица 75 – Финансовые потребности на реализацию мероприятий схемы теплоснабжения

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Строительство новой угольной котельной 12 Гкал/ч и сетей	1 мероприятие	1	Региональный бюджет	197 533					96 546	100 987						
2	Строительство тепловой сети от проектируемой угольной котельной до УТ-(перспектива) Ду300	п. м	400	Региональный бюджет	18 507						18 507						
3	Строительство тепловой сети системы горячего водоснабжения от угольной котельной до ТК-55 Ду150 (Т3) и Ду80 (Т4)	п. м	477	Региональный бюджет	10 428						10 428						
4	Перекладка тепловой сети системы отопления на участке от СК-1 до ТК-55 с Ду200 на Ду350	п. м	197	Внебюджетные источники	11 665							11 665					
5	Перекладка тепловой сети системы отопления на участке от ТК-55 до УТ-(перспектива) с Ду200 на Ду300	п. м	77	Внебюджетные источники	3 726							3 726					
6	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	9	Внебюджетные источники	473		473										
7	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	52	Внебюджетные источники	2 757		2 757										
8	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	11	Внебюджетные источники	589		589										
9	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	17	Внебюджетные источники	708		708										
10	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	100	Внебюджетные источники	3 423		3 423										
11	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	45	Внебюджетные источники	1 548		1 548										
12	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	42	Внебюджетные источники	1 428		1 428										
13	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	39	Внебюджетные источники	1 394			1 394									

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
14	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	39	Внебюджетные источники	1 413			1 413									
15	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	43	Внебюджетные источники	1 246			1 246									
16	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	35	Внебюджетные источники	1 012			1 012									
17	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	17	Внебюджетные источники	509			509									
18	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	39	Внебюджетные источники	1 126			1 126									
19	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	75	Внебюджетные источники	2 185			2 185									
20	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	11	Внебюджетные источники	242			242									
21	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	14	Внебюджетные источники	330			330									
22	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	11	Внебюджетные источники	247			247									
23	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	18	Внебюджетные источники	410			410									
24	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	39	Внебюджетные источники	906			906									
25	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	2	Внебюджетные источники	42			42									
26	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	14	Внебюджетные источники	260				260								
27	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	21	Внебюджетные источники	632				632								
28	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	92	Внебюджетные источники	2 807				2 807								
29	Реконструкция участка	п. м	40	Внебюд-	764				764								

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	теплосети 2Ду = 108 мм			жетные источники													
30	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	12	Внебюджетные источники	172				172								
31	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	36	Внебюджетные источники	518				518								
32	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	64	Внебюджетные источники	1 973				1 973								
33	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	81	Внебюджетные источники	2 482				2 482								
34	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	30	Внебюджетные источники	1 397				1 397								
35	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	22	Внебюджетные источники	1 097					1 097							
36	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	30	Внебюджетные источники	948					948							
37	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	26	Внебюджетные источники	846					846							
38	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	70	Внебюджетные источники	2 241					2 241							
39	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	4	Внебюджетные источники	132					132							
40	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	115	Внебюджетные источники	3 710					3 710							
41	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	14	Внебюджетные источники	264					264							
42	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	2	Внебюджетные источники	46					46							
43	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	32	Внебюджетные источники	1 038					1 038							
44	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	39	Внебюджетные ис-	751						751						

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
				точники													
45	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 114 мм	п. м	13	Внебюджетные источники	287						287						
46	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	20	Внебюджетные источники	310						310						
47	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	4	Внебюджетные источники	80						80						
48	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 133 мм	п. м	45	Внебюджетные источники	1 061						1 061						
49	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	49	Внебюджетные источники	1 302						1 302						
50	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	19	Внебюджетные источники	498						498						
51	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	35	Внебюджетные источники	676						676						
52	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	43	Внебюджетные источники	1 148						1 148						
53	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	61	Внебюджетные источники	1 609						1 609						
54	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 114 мм	п. м	20	Внебюджетные источники	435						435						
55	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	87	Внебюджетные источники	2 299						2 299						
56	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	44	Внебюджетные источники	973							973					
57	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	9	Внебюджетные источники	282							282					
58	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	52	Внебюджетные источники	1 639							1 639					
59	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	11	Внебюджетные источники	350							350					

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
60	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/108 мм	п. м	17	Внебюджетные источники	472							472					
61	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	100	Внебюджетные источники	2 476							2 476					
62	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	45	Внебюджетные источники	1 120							1 120					
63	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	42	Внебюджетные источники	1 033							1 033					
64	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	39	Внебюджетные источники	960							960					
65	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	39	Внебюджетные источники	973							973					
66	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	43	Внебюджетные источники	1 236								1 236				
67	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	35	Внебюджетные источники	1 004								1 004				
68	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	17	Внебюджетные источники	505								505				
69	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	39	Внебюджетные источники	1 117								1 117				
70	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	75	Внебюджетные источники	2 167								2 167				
71	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/108 мм	п. м	11	Внебюджетные источники	243								243				
72	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	14	Внебюджетные источники	289								289				
73	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	11	Внебюджетные источники	216								216				
74	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	18	Внебюджетные источники	360								360				
75	Реконструкция участка	п. м	39	Внебюд-	795								795				

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	сети ГВС. Ду = 108/57 мм			жетные источники													
76	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	2	Внебюджетные источники	44								44				
77	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	14	Внебюджетные источники	258								258				
78	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	21	Внебюджетные источники	536								536				
79	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	92	Внебюджетные источники	2 491									2 491			
80	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/89 мм	п. м	40	Внебюджетные источники	868									868			
81	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	64	Внебюджетные источники	1 751									1 751			
82	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	81	Внебюджетные источники	2 202									2 202			
83	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	30	Внебюджетные источники	1 023									1 023			
84	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	22	Внебюджетные источники	767									767			
85	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	30	Внебюджетные источники	840										840		
86	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	26	Внебюджетные источники	665										665		
87	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	63	Внебюджетные источники	1 597										1 597		
88	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	4	Внебюджетные источники	104										104		
89	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 57 мм	п. м	14	Внебюджетные источники	271										271		
90	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 57 мм	п. м	2	Внебюджетные ис-	43										43		

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
				точники													
91	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 133/133 мм	п. м	32	Внебюджетные источники	918										918		
92	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/89 мм	п. м	39	Внебюджетные источники	946										946		
93	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 89 мм	п. м	13	Внебюджетные источники	303										303		
94	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 68/68 мм	п. м	45	Внебюджетные источники	906										906		
95	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	19	Внебюджетные источники	393										393		
96	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	38	Внебюджетные источники	799										799		
97	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/25 мм	п. м	44	Внебюджетные источники	829										829		
	Итого			**всего**	**332 394**	**0**	**10 926**	**11 062**	**11 005**	**106 868**	**140 378**	**25 669**	**8 770**	**9 102**	**8 614**	**0**	**0**

б) обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

Источниками реализации мероприятий схемы теплоснабжения могут являться:

- внебюджетные источники:
- инвестиционная составляющая в тарифе;
- привлеченные средства (кредиты);
- средства организации (прибыль, амортизационные отчисления, снижение затрат за счет реализации проектов);
- бюджетные средства:
- федеральный бюджет (при наличии целевого финансирования);
- региональный бюджет (при наличии целевого финансирования);
- местный бюджет (при наличии целевого финансирования).

Состав источников финансирования носит прогнозный характер и подлежит ежегодному уточнению исходя из возможностей бюджетов и степени реализации мероприятий.

в) расчеты экономической эффективности инвестиций

Реализация разработанных мероприятий направлена на повышение надежности теплоснабжения потребителей. В связи с этим оценка экономического эффекта по таким мероприятиям не является определяющей. В таблице 76 представлен расчет эффективности инвестиций по тем мероприятиям, реализация которых позволяет получить и определить экономический эффект.

Таблица 76 – Расчет эффективности инвестиций мероприятий схемы теплоснабжения

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
1	Строительство новой угольной котельной 12 Гкал/ч и сетей	1 мероприятие	1	Снижение расходов на топливо	%	**30**	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30	30
				Повышение надежности топливоснабжения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Строительство тепловой сети от проектируемой угольной котельной до УТ-(перспектива) Ду300	п. м	400	Подключение потребителей к новой котельной	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Строительство тепловой сети системы горячего водоснабжения от угольной котельной до ТК-55 Ду150 (Т3) и Ду80 (Т4)	п. м	477	Подключение потребителей к новой котельной	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Перекладка тепловой сети системы отопления на участке от СК-1 до ТК-55 с Ду200 на Ду350	п. м	197	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**1150**	0	0	0	0	0	0	230	230	230	230	230
				Подключение потребителей к новой котельной	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Перекладка тепловой сети системы отопления на участке от ТК-55 до УТ-	п. м	77	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой	Гкал	**365**	0	0	0	0	0	0	73	73	73	73	73

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
	(перспектива) с Ду200 на Ду300			энергии													
				Подключение потребителей к новой котельной	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	9	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**90**	0	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
7	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	52	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**530**	0	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
8	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	11	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**110**	0	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
9	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	17	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**140**	0	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
10	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	100	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**650**	0	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
11	Реконструкция участка теп-	п. м	45	Снижение потерь	Гкал	**298**	0,0	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
	лосети 2Ду = 273 мм			и неучтенных расходов тепловой энергии													
12	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	42	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**270**	0	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
13	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**243**	0	0	27	27	27	27	27	27	27	27	27
14	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**243**	0	0	27	27	27	27	27	27	27	27	27
15	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	43	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**216**	0	0	24	24	24	24	24	24	24	24	24
16	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	35	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**171**	0	0	19	19	19	19	19	19	19	19	19
17	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	17	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой	Гкал	**90**	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
				энергии													
18	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**189**	0	0	21	21	21	21	21	21	21	21	21
19	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	75	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**378**	0	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42
20	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	11	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**45**	0	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5
21	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	14	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**54**	0	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6
22	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	11	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**45**	0	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5
23	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	18	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**72**	0	0	8	8	8	8	8	8	8	8	8

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
24	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**153**	0	0	17	17	17	17	17	17	17	17	17
25	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	2	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**9**	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
26	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	14	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**40**	0	0	0	5	5	5	5	5	5	5	5
27	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	21	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**96**	0	0	0	12	12	12	12	12	12	12	12
28	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	92	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**432**	0	0	0	54	54	54	54	54	54	54	54
29	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	40	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**120**	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15
30	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	12	Снижение потерь и неучтенных рас-	Гкал	**24**	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
				ходов тепловой энергии													
31	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	36	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**80**	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10
32	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	64	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**304**	0	0	0	38	38	38	38	38	38	38	38
33	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	81	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**384**	0	0	0	48	48	48	48	48	48	48	48
34	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	30	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**216**	0	0	0	27	27	27	27	27	27	27	27
35	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	22	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**147**	0	0	0	0	21	21	21	21	21	21	21
36	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	30	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**126**	0	0	0	0	18	18	18	18	18	18	18

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
37	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	26	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**112**	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16
38	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	70	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**301**	0	0	0	0	43	43	43	43	43	43	43
39	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	4	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**14**	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2
40	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	115	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**497**	0	0	0	0	71	71	71	71	71	71	71
41	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	14	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**35**	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	5
42	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	2	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**7**	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
43	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	32	Снижение потерь и неучтенных рас-	Гкал	**140**	0	0	0	0	20	20	20	20	20	20	20

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
				ходов тепловой энергии													
44	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**84**	0	0	0	0	0	14	14	14	14	14	14
45	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 114 мм	п. м	13	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**30**	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5
46	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	20	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**36**	0	0	0	0	0	6	6	6	6	6	6
47	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	4	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**6**	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
48	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 133 мм	п. м	45	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**120**	0	0	0	0	0	20	20	20	20	20	20
49	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	49	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**150**	0	0	0	0	0	25	25	25	25	25	25

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
50	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	19	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**60**	0	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10
51	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	35	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**78**	0	0	0	0	0	13	13	13	13	13	13
52	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	43	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**132**	0	0	0	0	0	22	22	22	22	22	22
53	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	61	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**186**	0	0	0	0	0	31	31	31	31	31	31
54	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 114 мм	п. м	20	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**48**	0	0	0	0	0	8	8	8	8	8	8
55	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	87	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**264**	0	0	0	0	0	44	44	44	44	44	44
56	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	44	Снижение потерь и неучтенных рас-	Гкал	**95**	0	0	0	0	0	0	19	19	19	19	19

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
				ходов тепловой энергии													
57	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	9	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**25**	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5
58	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	52	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**160**	0	0	0	0	0	0	32	32	32	32	32
59	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	11	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**35**	0	0	0	0	0	0	7	7	7	7	7
60	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/108 мм	п. м	17	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**45**	0	0	0	0	0	0	9	9	9	9	9
61	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	100	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**235**	0	0	0	0	0	0	47	47	47	47	47
62	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	45	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**105**	0	0	0	0	0	0	21	21	21	21	21

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
63	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	42	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**100**	0	0	0	0	0	0	20	20	20	20	20
64	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**92**	0	0	0	0	0	0	18	18	18	18	18
65	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**95**	0	0	0	0	0	0	19	19	19	19	19
66	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	43	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**96**	0	0	0	0	0	0	0	24	24	24	24
67	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	35	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**76**	0	0	0	0	0	0	0	19	19	19	19
68	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	17	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**40**	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	10
69	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных рас-	Гкал	**84**	0	0	0	0	0	0	0	21	21	21	21

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
				ходов тепловой энергии													
70	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	75	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**168**	0	0	0	0	0	0	0	42	42	42	42
71	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/108 мм	п. м	11	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**20**	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5
72	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	14	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**24**	0	0	0	0	0	0	0	6	6	6	6
73	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	11	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**16**	0	0	0	0	0	0	0	4	4	4	4
74	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	18	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**28**	0	0	0	0	0	0	0	7	7	7	7
75	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**60**	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
76	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	2	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**4**	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
77	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	14	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**20**	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5
78	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	21	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**40**	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	10
79	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	92	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**144**	0	0	0	0	0	0	0	0	48	48	48
80	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/89 мм	п. м	40	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**51**	0	0	0	0	0	0	0	0	17	17	17
81	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	64	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**102**	0	0	0	0	0	0	0	0	34	34	34
82	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	81	Снижение потерь и неучтенных рас-	Гкал	**126**	0	0	0	0	0	0	0	0	42	42	42

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
				ходов тепловой энергии													
83	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	30	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**60**	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20	20
84	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	22	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**45**	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15
85	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	30	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**48**	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	16
86	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	26	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**39**	0	0	0	0	0	0	0	0	13	13	13
87	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	63	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**93**	0	0	0	0	0	0	0	0	31	31	31
88	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	4	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**6**	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
89	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 57 мм	п. м	14	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**15**	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5
90	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 57 мм	п. м	2	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**3**	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
91	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 133/133 мм	п. м	32	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**54**	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	18
92	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/89 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**54**	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	18
93	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 89 мм	п. м	13	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**18**	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	6
94	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 68/68 мм	п. м	45	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**51**	0	0	0	0	0	0	0	0	17	17	17
95	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	19	Снижение потерь и неучтенных рас-	Гкал	**21**	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	7

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)											
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
				ходов тепловой энергии													
96	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	38	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**45**	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15
97	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/25 мм	п. м	44	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**48**	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	16
	Итого			**Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии**	**Гкал**	**12466**	**0**	**209**	**421**	**633**	**830**	**1029**	**1529**	**1698**	**2039**	**2039**	**2039**
				Снижение расходов на топливо	**%**	**180**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**

Таблица 76 – Расчет эффективности инвестиций мероприятий схемы теплоснабжения (продолжение)

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	
1	Строительство новой угольной котельной 12 Гкал/ч и сетей	1 мероприятие	1	Снижение расходов на топливо	**80393**	0	0	0	0	0	13399	13399	13399	13399	13399	13399	18
				Повышение надежности топливоснабжения													
2	Строительство тепловой сети от проектируемой угольной котельной до УТ-(перспектива) Ду300	п. м	400	Подключение потребителей к новой котельной													Срок полезного использования оборудования
3	Строительство тепловой сети системы горячего водоснабжения от угольной котельной до ТК-55 Ду150 (Т3) и Ду80 (Т4)	п. м	477	Подключение потребителей к новой котельной													Срок полезного использования оборудования
4	Перекладка тепловой сети системы отопления на участке от СК-1 до ТК-55 с Ду200 на Ду350	п. м	197	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**3860**	0	0	0	0	0	0	772	772	772	772	772	Срок полезного использования оборудования
				Подключение													Срок полезного

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
				потребителей к новой котельной													использования оборудования
5	Перекладка тепловой сети системы отопления на участке от ТК-55 до УТ-(перспектива) с Ду200 на Ду300	п. м	77	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**1235**	0	0	0	0	0	0	247	247	247	247	247	Срок полезного использования оборудования
				Подключение потребителей к новой котельной													Срок полезного использования оборудования
6	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	9	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**310**	0	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	Срок полезного использования оборудования
7	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	52	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**1770**	0	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177	Срок полезного использования оборудования
8	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	11	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**380**	0	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
9	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	17	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**460**	0	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	Срок полезного использования оборудования
10	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	100	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**2200**	0	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	Срок полезного использования оборудования
11	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	45	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**1000**	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	Срок полезного использования оборудования
12	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	42	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**920**	0	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	Срок полезного использования оборудования
13	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**810**	0	0	90	90	90	90	90	90	90	90	90	Срок полезного использования оборудования
14	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов	**819**	0	0	91	91	91	91	91	91	91	91	91	Срок полезного использо-

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
				тепловой энергии													вания оборудования
15	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	43	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**720**	0	0	80	80	80	80	80	80	80	80	80	Срок полезного использования оборудования
16	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	35	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**585**	0	0	65	65	65	65	65	65	65	65	65	Срок полезного использования оборудования
17	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	17	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**297**	0	0	33	33	33	33	33	33	33	33	33	Срок полезного использования оборудования
18	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**648**	0	0	72	72	72	72	72	72	72	72	72	Срок полезного использования оборудования
19	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	75	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**1269**	0	0	141	141	141	141	141	141	141	141	141	Срок полезного использования оборудования
20	Реконструкция	п. м	11	Снижение по-	**144**	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	Срок по-

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	участка теплосети 2Ду = 159 мм			терь и неучтенных расходов тепловой энергии													лезного использования оборудования
21	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	14	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**189**	0	0	21	21	21	21	21	21	21	21	21	Срок полезного использования оборудования
22	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	11	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**144**	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	Срок полезного использования оборудования
23	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	18	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**234**	0	0	26	26	26	26	26	26	26	26	26	Срок полезного использования оборудования
24	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**522**	0	0	58	58	58	58	58	58	58	58	58	Срок полезного использования оборудования
25	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	2	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энер-	**27**	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	Срок полезного использования обо-

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
				гии													рудования
26	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	14	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**136**	0	0	0	17	17	17	17	17	17	17	17	Срок полезного использования оборудования
27	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	21	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**328**	0	0	0	41	41	41	41	41	41	41	41	Срок полезного использования оборудования
28	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	92	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**1448**	0	0	0	181	181	181	181	181	181	181	181	Срок полезного использования оборудования
29	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	40	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**392**	0	0	0	49	49	49	49	49	49	49	49	Срок полезного использования оборудования
30	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	12	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**88**	0	0	0	11	11	11	11	11	11	11	11	Срок полезного использования оборудования
31	Реконструкция участка теплосети	п. м	36	Снижение потерь и неучтен-	**264**	0	0	0	33	33	33	33	33	33	33	33	Срок полезного

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	2Ду = 57 мм			ных расходов тепловой энергии													использования оборудования
32	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	64	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**1016**	0	0	0	127	127	127	127	127	127	127	127	Срок полезного использования оборудования
33	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	81	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**1280**	0	0	0	160	160	160	160	160	160	160	160	Срок полезного использования оборудования
34	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	30	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**720**	0	0	0	90	90	90	90	90	90	90	90	Срок полезного использования оборудования
35	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	22	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**497**	0	0	0	0	71	71	71	71	71	71	71	Срок полезного использования оборудования
36	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	30	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**427**	0	0	0	0	61	61	61	61	61	61	61	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
37	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	26	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**378**	0	0	0	0	54	54	54	54	54	54	54	Срок полезного использования оборудования
38	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	70	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**1008**	0	0	0	0	144	144	144	144	144	144	144	Срок полезного использования оборудования
39	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	4	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**56**	0	0	0	0	8	8	8	8	8	8	8	Срок полезного использования оборудования
40	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	115	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**1673**	0	0	0	0	239	239	239	239	239	239	239	Срок полезного использования оборудования
41	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	14	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**119**	0	0	0	0	17	17	17	17	17	17	17	Срок полезного использования оборудования
42	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	2	Снижение потерь и неучтенных расходов	**21**	0	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3	Срок полезного использо-

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
				тепловой энергии													вания оборудования
43	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	32	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**469**	0	0	0	0	67	67	67	67	67	67	67	Срок полезного использования оборудования
44	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**288**	0	0	0	0	0	48	48	48	48	48	48	Срок полезного использования оборудования
45	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 114 мм	п. м	13	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**108**	0	0	0	0	0	18	18	18	18	18	18	Срок полезного использования оборудования
46	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	20	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**120**	0	0	0	0	0	20	20	20	20	20	20	Срок полезного использования оборудования
47	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	4	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**30**	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	Срок полезного использования оборудования
48	Реконструкция	п. м	45	Снижение по-	**408**	0	0	0	0	0	68	68	68	68	68	68	Срок по-

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	участка теплосети 2Ду = 133 мм			терь и неучтенных расходов тепловой энергии													лезного использования оборудования
49	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	49	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**504**	0	0	0	0	0	84	84	84	84	84	84	Срок полезного использования оборудования
50	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	19	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**192**	0	0	0	0	0	32	32	32	32	32	32	Срок полезного использования оборудования
51	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	35	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**264**	0	0	0	0	0	44	44	44	44	44	44	Срок полезного использования оборудования
52	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	43	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**444**	0	0	0	0	0	74	74	74	74	74	74	Срок полезного использования оборудования
53	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	61	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энер-	**624**	0	0	0	0	0	104	104	104	104	104	104	Срок полезного использования обо-

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
				гии													рудования
54	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 114 мм	п. м	20	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**168**	0	0	0	0	0	28	28	28	28	28	28	Срок полезного использования оборудования
55	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	87	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**888**	0	0	0	0	0	148	148	148	148	148	148	Срок полезного использования оборудования
56	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	44	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**315**	0	0	0	0	0	0	63	63	63	63	63	Срок полезного использования оборудования
57	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	9	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**90**	0	0	0	0	0	0	18	18	18	18	18	Срок полезного использования оборудования
58	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	52	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**530**	0	0	0	0	0	0	106	106	106	106	106	Срок полезного использования оборудования
59	Реконструкция участка сети ГВС.	п. м	11	Снижение потерь и неучтен-	**115**	0	0	0	0	0	0	23	23	23	23	23	Срок полезного

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	Ду = 219/159 мм			ных расходов тепловой энергии													использования оборудования
60	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/108 мм	п. м	17	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**150**	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30	Срок полезного использования оборудования
61	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	100	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**795**	0	0	0	0	0	0	159	159	159	159	159	Срок полезного использования оборудования
62	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	45	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**360**	0	0	0	0	0	0	72	72	72	72	72	Срок полезного использования оборудования
63	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	42	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**335**	0	0	0	0	0	0	67	67	67	67	67	Срок полезного использования оборудования
64	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**310**	0	0	0	0	0	0	62	62	62	62	62	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
65	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**315**	0	0	0	0	0	0	63	63	63	63	63	Срок полезного использования оборудования
66	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	43	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**320**	0	0	0	0	0	0	0	80	80	80	80	Срок полезного использования оборудования
67	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	35	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**260**	0	0	0	0	0	0	0	65	65	65	65	Срок полезного использования оборудования
68	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	17	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**132**	0	0	0	0	0	0	0	33	33	33	33	Срок полезного использования оборудования
69	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**288**	0	0	0	0	0	0	0	72	72	72	72	Срок полезного использования оборудования
70	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	75	Снижение потерь и неучтенных расходов	**560**	0	0	0	0	0	0	0	140	140	140	140	Срок полезного использо-

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
				тепловой энергии													вания оборудования
71	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/108 мм	п. м	11	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**64**	0	0	0	0	0	0	0	16	16	16	16	Срок полезного использования оборудования
72	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	14	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**76**	0	0	0	0	0	0	0	19	19	19	19	Срок полезного использования оборудования
73	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	11	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**56**	0	0	0	0	0	0	0	14	14	14	14	Срок полезного использования оборудования
74	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	18	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**92**	0	0	0	0	0	0	0	23	23	23	23	Срок полезного использования оборудования
75	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**204**	0	0	0	0	0	0	0	51	51	51	51	Срок полезного использования оборудования
76	Реконструкция	п. м	2	Снижение по-	**12**	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	Срок по-

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм			терь и неучтенных расходов тепловой энергии													лезного использования оборудования
77	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	14	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**68**	0	0	0	0	0	0	0	17	17	17	17	Срок полезного использования оборудования
78	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	21	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**140**	0	0	0	0	0	0	0	35	35	35	35	Срок полезного использования оборудования
79	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	92	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**480**	0	0	0	0	0	0	0	0	160	160	160	Срок полезного использования оборудования
80	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/89 мм	п. м	40	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**168**	0	0	0	0	0	0	0	0	56	56	56	Срок полезного использования оборудования
81	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	64	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энер-	**339**	0	0	0	0	0	0	0	0	113	113	113	Срок полезного использования обо-

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
				гии													рудования
82	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	81	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**426**	0	0	0	0	0	0	0	0	142	142	142	Срок полезного использования оборудования
83	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	30	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**198**	0	0	0	0	0	0	0	0	66	66	66	Срок полезного использования оборудования
84	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	22	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**147**	0	0	0	0	0	0	0	0	49	49	49	Срок полезного использования оборудования
85	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	30	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**162**	0	0	0	0	0	0	0	0	54	54	54	Срок полезного использования оборудования
86	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	26	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**129**	0	0	0	0	0	0	0	0	43	43	43	Срок полезного использования оборудования
87	Реконструкция участка сети ГВС.	п. м	63	Снижение потерь и неучтен-	**309**	0	0	0	0	0	0	0	0	103	103	103	Срок полезного

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	Ду = 159/57 мм			ных расходов тепловой энергии													использования оборудования
88	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	4	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**21**	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	7	Срок полезного использования оборудования
89	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 57 мм	п. м	14	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**51**	0	0	0	0	0	0	0	0	17	17	17	Срок полезного использования оборудования
90	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 57 мм	п. м	2	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**9**	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	Срок полезного использования оборудования
91	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 133/133 мм	п. м	32	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**177**	0	0	0	0	0	0	0	0	59	59	59	Срок полезного использования оборудования
92	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/89 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**183**	0	0	0	0	0	0	0	0	61	61	61	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
93	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 89 мм	п. м	13	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**60**	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20	20	Срок полезного использования оборудования
94	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 68/68 мм	п. м	45	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**174**	0	0	0	0	0	0	0	0	58	58	58	Срок полезного использования оборудования
95	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	19	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**75**	0	0	0	0	0	0	0	0	25	25	25	Срок полезного использования оборудования
96	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	38	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**153**	0	0	0	0	0	0	0	0	51	51	51	Срок полезного использования оборудования
97	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/25 мм	п. м	44	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	**159**	0	0	0	0	0	0	0	0	53	53	53	Срок полезного использования оборудования
	Итого			**Итого экономия**	**122301**	**0**	**704**	**1416**	**2125**	**2789**	**16861**	**18543**	**19111**	**20251**	**20251**	**20251**	
				Снижение по-	**41908**	**0**	**704**	**1416**	**2125**	**2789**	**3462**	**5144**	**5712**	**6852**	**6852**	**6852**	

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Срок окупаемости, лет
					Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
				терь и неучтенных расходов тепловой энергии													
				Снижение расходов на топливо	80393	0	0	0	0	0	13399	13399	13399	13399	13399	13399	

г) расчет ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.

Расчет ценовых (тарифных) последствий представлен в Главе 14.

Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

Результаты оценки существующих и перспективных значений индикаторов развития системы теплоснабжения представлены в таблице 77.

Таблица 77 – Индикаторы развития систем теплоснабжения

Индикатор	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3

Индикатор	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
энергии												
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	1,85	1,85	1,77	1,68	1,60	1,52	1,44	1,24	1,17	1,03	1,03	1,03
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	270,5	270,5	270,5	270,5	270,5	270,5	270,5	270,5	270,5	270,5	270,5	270,5
Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коэффициент использования	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Индикатор	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)												
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	23	23	22	21	20	20	16	15	14	14	14	15
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характери-	-	0,03	0,08	0,13	0,17	0,33	0,41	0,46	0,47	0,50	0,50	0,50

Индикатор	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
стике тепловых сетей												
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Глава 14 Ценовые (тарифные) последствия

а) тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Тариф на тепловую энергию для потребителей муниципального образования сельское поселение Ловозеро устанавливается без дифференциации по системам теплоснабжения. В связи с этим тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения потребителей муниципального образования сельское поселение Ловозеро составлена единой в отношении всех систем теплоснабжения и представлена в таблице 78.

б) тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации

Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения по АО «МЭС» представлена в таблице 78.

в) результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей

Расчет прогнозного тарифа для потребителей муниципального образования сельское поселение Ловозеро за тепловую энергию произведен на основании прогноза спроса на тепловую энергию и прогнозируемых тарифов с учетом инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию (таблица 78).

Таблица 78 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения АО «МЭС» на территории муниципального образования сельское поселение Ловозеро

№ п/п	Наименование статьи расходов	Механизм расчета	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего
1.	Объем реализации, Гкал	Глава 2 Обосновывающих материалов	24998	24998	24998	24998	24998	24998	24998	24998	24998	24998	24998	24998	299976
2.	НВВ с учетом изменения объемов реализации, тыс. руб.	Тариф * объем реализации текущего года	110937	115395	119689	124480	129444	134605	139972	145553	151357	157392	163668	170194	1662686,0
3.	Снижение эксплуатационных затрат за счет эффективности реализации проектов, тыс. руб.	Глава 12 Обосновывающих материалов	0	0	704	1416	2125	2789	16861	18543	19111	20251	20251	20251	122301,5
4.	Рост эксплуатационных затрат за счет амортизационных отчислений, тыс. руб.	Глава 12 Обосновывающих материалов	0	0	328	658	988	1296	1609	2379	2642	2916	3174	3174	19164,0
5.	Изменение затрат, %	(Стр.2 – стр.3 + стр.4)/стр.2*100-100	0	0,0	-0,3	-0,6	-0,9	-1,1	-10,9	-11,1	-10,9	-11,0	-10,4	-10,0	-6,2

№ п/п	Наименование статьи расходов	Механизм расчета	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего
6.	Инвестиционные затраты, тыс. руб.	Глава 12 Обосновывающих материалов	0	10926	11062	11005	10322	10456	25669	8770	9102	8614	0	0	105926,0
	в том числе:														
6.1.	- за счет амортизации	Глава 12 Обосновывающих материалов	0	0	328	658	988	1296	1609	2379	2642	2916	0	0	12816,0
6.2.	- за счет инвестиционной составляющей в тарифе	Глава 12 Обосновывающих материалов	0	10926	10734	10347	9334	9160	24060	6391	6460	5698	0	0	93110,0
7.	НВВ с учетом реализации мероприятий и инвестиционной составляющей в тарифе, тыс. руб.	Стр. 2-стр.3+стр.4+сумма по стр. 6.2./11 лет	110937	125741	129659	134068	138653	143458	135066	139735	145234	150403	156937	163463	1673349,6
8.	Тариф , руб./Гкал	Стр. 7/стр.1	4437,84	5030,02	5186,76	5363,13	5546,55	5738,76	5403,06	5589,83	5809,81	6016,59	6277,97	6539,03	5578,28

Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций

В соответствии со статьей 2 п. 28 Федерального закона от 27 июля 2010 года №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В соответствии с пунктом 22 «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154:

Определение в схеме теплоснабжения единой теплоснабжающей организации (организаций) осуществляется в соответствии с критериями и порядком определения единой теплоснабжающей организации установленным Правительством Российской Федерации.

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации установлены Постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

В соответствии с требованиями документа:

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (в отношении городов населением 500 тысяч человек и более) или органа местного самоуправления (далее - уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения.

В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

Для присвоении организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение 1 месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения, а также с даты опубликования (размещения) сообщения, указанного в пункте 17 настоящих Правил, заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней, с даты окончания срока подачи заявок, разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, н сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» (далее - официальный сайт).

В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;

- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию, если такая организация владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в каждой из систем теплоснабжения, входящей в зону её деятельности.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу.

В случае, если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, орган местного самоуправления присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с критериями определения единой теплоснабжающей организации.

В случае если в отношении зоны деятельности единой теплоснабжающей организации не подано ни одной заявки на присвоение соответствующего статуса, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, и соответствующей критериям.

Критерии определения единой теплоснабжающей организации:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.
- Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии;

Единая теплоснабжающая организация обязана:

- заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;
- осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы;
- надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;
- осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

В качестве единой теплоснабжающей организации с Ловозеро в настоящий момент предлагается АО «МЭС».

Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения

а) перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии

Реестр проектов схемы теплоснабжения по реконструкции или техническому перевооружению источника тепловой энергии представлен в приложении 1 к схеме теплоснабжения.

б) перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них

Реестр проектов схемы теплоснабжения по реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них, представлен в приложении 1 к схеме теплоснабжения.

в) перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения

Открытые системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на территории муниципального образования сельское поселение Ловозеро отсутствуют.

Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения

Замечания и предложения при разработке схемы теплоснабжения в установленном порядке не поступали.

Приложение 1
Программа инвестиционных проектов в теплоснабжении

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Строительство новой угольной котельной 12 Гкал/ч и сетей	1 мероприятие	1	всего	**197 533**	**0**	**0**	**0**	**0**	**96 546**	**100 987**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**197 533**					96 546	100 987						
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**0**												
2	Строительство тепловой сети от проектируемой угольной котельной до УТ-(перспектива) Ду300	п. м	400	**всего**	**18 507**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**18 507**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**18 507**						18 507						
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**0**												
3	Строительство тепловой сети системы горячего водоснабжения от угольной котельной до ТК-55 Ду150 (Т3) и Ду80 (Т4)	п. м	477	**всего**	**10 428**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**10 428**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**10 428**						10 428						
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**0**												
4	Перекладка тепловой сети системы отопления на участке от СК-1 до ТК-55 с Ду200 на Ду350	п. м	197	**всего**	**11 665**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**11 665**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**11 665**							11 665					
5	Перекладка тепловой сети системы отопления на участке от ТК-55 до УТ-(перспектива) с Ду200 на Ду300	п. м	77	**всего**	**3 726**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3 726**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**3 726**							3 726					

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
6	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	9	**всего**	**473**	**0**	**473**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**473**		473										
7	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	52	**всего**	**2 757**	**0**	**2 757**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**2 757**		2 757										
8	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	11	**всего**	**589**	**0**	**589**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**589**		589										
9	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	17	**всего**	**708**	**0**	**708**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**708**		708										
10	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	100	**всего**	**3 423**	**0**	**3 423**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**3 423**		3 423										

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
11	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	45	**всего**	**1 548**	**0**	**1 548**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 548**		1 548										
12	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	42	**всего**	**1 428**	**0**	**1 428**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 428**		1 428										
13	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	39	**всего**	**1 394**	**0**	**0**	**1 394**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 394**			1 394									
14	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	39	**всего**	**1 413**	**0**	**0**	**1 413**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 413**			1 413									
15	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	43	**всего**	**1 246**	**0**	**0**	**1 246**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 246**			1 246									

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
16	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	35	**всего**	**1 012**	**0**	**0**	**1 012**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 012**			1 012									
17	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	17	**всего**	**509**	**0**	**0**	**509**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**509**			509									
18	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	39	**всего**	**1 126**	**0**	**0**	**1 126**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 126**			1 126									
19	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	75	**всего**	**2 185**	**0**	**0**	**2 185**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**2 185**			2 185									
20	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	11	**всего**	**242**	**0**	**0**	**242**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**242**			242									

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
21	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	14	**всего**	**330**	**0**	**0**	**330**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**330**			330									
22	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	11	**всего**	**247**	**0**	**0**	**247**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**247**			247									
23	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	18	**всего**	**410**	**0**	**0**	**410**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**410**			410									
24	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	39	**всего**	**906**	**0**	**0**	**906**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**906**			906									
25	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	2	**всего**	**42**	**0**	**0**	**42**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**42**			42									

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
26	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	14	**всего**	**260**	**0**	**0**	**0**	**260**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**260**				260								
27	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	21	**всего**	**632**	**0**	**0**	**0**	**632**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**632**				632								
28	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	92	**всего**	**2 807**	**0**	**0**	**0**	**2 807**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**2 807**				2 807								
29	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	40	**всего**	**764**	**0**	**0**	**0**	**764**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**764**				764								
30	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	12	**всего**	**172**	**0**	**0**	**0**	**172**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**172**				172								

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
31	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	36	**всего**	**518**	**0**	**0**	**0**	**518**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**518**				518								
32	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	64	**всего**	**1 973**	**0**	**0**	**0**	**1 973**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 973**				1 973								
33	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	81	**всего**	**2 482**	**0**	**0**	**0**	**2 482**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**2 482**				2 482								
34	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	30	**всего**	**1 397**	**0**	**0**	**0**	**1 397**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 397**				1 397								
35	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	22	**всего**	**1 097**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1 097**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 097**					1 097							

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
36	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	30	**всего**	**948**	**0**	**0**	**0**	**0**	**948**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**948**					948							
37	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	26	**всего**	**846**	**0**	**0**	**0**	**0**	**846**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**846**					846							
38	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	70	**всего**	**2 241**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2 241**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**2 241**					2 241							
39	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	4	**всего**	**132**	**0**	**0**	**0**	**0**	**132**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**132**					132							
40	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	115	**всего**	**3 710**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3 710**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**3 710**					3 710							

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
41	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	14	**всего**	**264**	**0**	**0**	**0**	**0**	**264**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**264**					264							
42	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	2	**всего**	**46**	**0**	**0**	**0**	**0**	**46**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**46**					46							
43	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	32	**всего**	**1 038**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1 038**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 038**					1 038							
44	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	39	**всего**	**751**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**751**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**751**						751						
45	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 114 мм	п. м	13	**всего**	**287**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**287**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**287**						287						

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
46	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	20	**всего**	**310**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**310**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**310**						310						
47	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	4	**всего**	**80**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**80**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**80**						80						
48	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 133 мм	п. м	45	**всего**	**1 061**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1 061**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 061**						1 061						
49	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	49	**всего**	**1 302**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1 302**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 302**						1 302						
50	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	19	**всего**	**498**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**498**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**498**						498						

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
51	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	35	**всего**	**676**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**676**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**676**						676						
52	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	43	**всего**	**1 148**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1 148**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 148**						1 148						
53	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	61	**всего**	**1 609**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1 609**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 609**						1 609						
54	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 114 мм	п. м	20	**всего**	**435**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**435**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**435**						435						
55	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	87	**всего**	**2 299**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2 299**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**2 299**						2 299						

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
56	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	44	**всего**	**973**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**973**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**973**							973					
57	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	9	**всего**	**282**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**282**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**282**							282					
58	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	52	**всего**	**1 639**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1 639**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 639**							1 639					
59	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	11	**всего**	**350**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**350**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**350**							350					
60	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/108 мм	п. м	17	**всего**	**472**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**472**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**472**							472					

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
61	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	100	**всего**	**2 476**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2 476**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**2 476**							2 476					
62	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	45	**всего**	**1 120**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1 120**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 120**							1 120					
63	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	42	**всего**	**1 033**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1 033**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 033**							1 033					
64	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	39	**всего**	**960**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**960**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**960**							960					
65	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	39	**всего**	**973**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**973**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**973**							973					

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
66	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	43	**всего**	**1 236**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1 236**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 236**								1 236				
67	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	35	**всего**	**1 004**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1 004**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 004**								1 004				
68	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	17	**всего**	**505**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**505**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**505**								505				
69	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	39	**всего**	**1 117**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1 117**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 117**								1 117				
70	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	75	**всего**	**2 167**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2 167**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**2 167**								2 167				

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
71	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/108 мм	п. м	11	**всего**	**243**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**243**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**243**								243				
72	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	14	**всего**	**289**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**289**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**289**								289				
73	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	11	**всего**	**216**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**216**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**216**								216				
74	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	18	**всего**	**360**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**360**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**360**								360				
75	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	39	**всего**	**795**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**795**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**795**								795				

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
76	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	2	**всего**	**44**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**44**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**44**								44				
77	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	14	**всего**	**258**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**258**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**258**								258				
78	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	21	**всего**	**536**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**536**	**0**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**536**								536				
79	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	92	**всего**	**2 491**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2 491**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**2 491**									2 491			
80	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/89 мм	п. м	40	**всего**	**868**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**868**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**868**									868			

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
81	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	64	**всего**	**1 751**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1 751**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 751**									1 751			
82	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	81	**всего**	**2 202**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2 202**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**2 202**									2 202			
83	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	30	**всего**	**1 023**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1 023**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 023**									1 023			
84	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	22	**всего**	**767**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**767**	**0**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**767**									767			
85	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	30	**всего**	**840**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**840**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**840**										840		

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
86	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	26	**всего**	**665**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**665**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**665**										665		
87	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	63	**всего**	**1 597**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1 597**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**1 597**										1 597		
88	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	4	**всего**	**104**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**104**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**104**										104		
89	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 57 мм	п. м	14	**всего**	**271**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**271**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**271**										271		
90	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 57 мм	п. м	2	**всего**	**43**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**43**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**43**										43		

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
91	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 133/133 мм	п. м	32	**всего**	**918**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**918**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**918**										918		
92	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/89 мм	п. м	39	**всего**	**946**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**946**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**946**										946		
93	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 89 мм	п. м	13	**всего**	**303**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**303**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**303**										303		
94	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 68/68 мм	п. м	45	**всего**	**906**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**906**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**906**										906		
95	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	19	**всего**	**393**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**393**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**393**										393		

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб.												
					Всего 2019 - 2030 гг.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
96	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	38	**всего**	**799**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**799**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**799**										799		
97	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/25 мм	п. м	44	**всего**	**829**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**829**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**												
				средства регионального бюджета	**0**												
				средства местного бюджета	**0**												
				внебюджетные источники	**829**										829		
Итого				**всего**	**332 394**	**0**	**10 926**	**11 062**	**11 005**	**106 868**	**140 378**	**25 669**	**8 770**	**9 102**	**8 614**	**0**	**0**
				средства федерального бюджета	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				средства регионального бюджета	**226 468**	0	0	0	0	96 546	129 922	0	0	0	0	0	0
				средства местного бюджета	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				внебюджетные источники	**105 926**	0	10 926	11 062	11 005	10 322	10 456	25 669	8 770	9 102	8 614	0	0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
1	Строительство новой угольной котельной 12 Гкал/ч и сетей	1 мероприятие	1															
				Снижение расходов на топливо	%							30	30	30	30	30	30	44 663
				Повышение надежности топливоснабжения														
2	Строительство тепловой сети от проектируемой угольной котельной до УТ-(перспектива) Ду300	п. м	400															
				Подключение потребителей к новой котельной														
3	Строительство тепловой сети системы горячего водоснабжения от угольной котельной до ТК-55 Ду150 (Т3) и Ду80 (Т4)	п. м	477															
				Подключение потребителей к новой котельной														
4	Перекладка тепловой сети системы отопления на участке от СК-1 до ТК-55 с Ду200 на Ду350	п. м	197															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**1150**	0	0	0	0	0	0	230	230	230	230	230	3361,0
				Подключение потребителей к новой котельной														
5	Перекладка тепловой сети системы отопления на участке от ТК-55 до УТ-(перспектива) с Ду200 на Ду300	п. м	77															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**365**	0	0	0	0	0	0	73	73	73	73	73	3361,0
				Подключение потребителей к новой котельной														

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
6	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	9															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**90**	0	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	3361,0
7	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	52															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**530**	0	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	3361,0
8	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	11															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**110**	0	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	3361,0
9	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	17															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**140**	0	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	3361,0
10	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	100															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**650**	0	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	
11	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	45	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**298**	0,0	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	3361,0
12	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	42	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**270**	0	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	3361,0
13	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**243**	0	0	27	27	27	27	27	27	27	27	27	3361,0
14	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	39	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**243**	0	0	27	27	27	27	27	27	27	27	27	3361,0
15	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	43	Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**216**	0	0	24	24	24	24	24	24	24	24	24	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
16	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	35															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**171**	0	0	19	19	19	19	19	19	19	19	19	3361,0
17	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	17															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**90**	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	3361,0
18	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	39															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**189**	0	0	21	21	21	21	21	21	21	21	21	3361,0
19	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	75															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**378**	0	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	3361,0
20	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	11															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**45**	0	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
21	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	14															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**54**	0	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6	3361,0
22	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	11															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**45**	0	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5	3361,0
23	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	18															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**72**	0	0	8	8	8	8	8	8	8	8	8	3361,0
24	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	39															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**153**	0	0	17	17	17	17	17	17	17	17	17	3361,0
25	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	2															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**9**	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
26	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	14															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**40**	0	0	0	5	5	5	5	5	5	5	5	3361,0
27	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	21															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**96**	0	0	0	12	12	12	12	12	12	12	12	3361,0
28	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	92															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**432**	0	0	0	54	54	54	54	54	54	54	54	3361,0
29	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	40															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**120**	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	3361,0
30	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	12															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**24**	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
31	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	36															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**80**	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	3361,0
32	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	64															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**304**	0	0	0	38	38	38	38	38	38	38	38	3361,0
33	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	81															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**384**	0	0	0	48	48	48	48	48	48	48	48	3361,0
34	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	30															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**216**	0	0	0	27	27	27	27	27	27	27	27	3361,0
35	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	22															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**147**	0	0	0	0	21	21	21	21	21	21	21	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
36	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	30															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**126**	0	0	0	0	18	18	18	18	18	18	18	3361,0
37	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	26															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**112**	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16	3361,0
38	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	70															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**301**	0	0	0	0	43	43	43	43	43	43	43	3361,0
39	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	4															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**14**	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	3361,0
40	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	115															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**497**	0	0	0	0	71	71	71	71	71	71	71	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
41	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	14															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**35**	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	5	3361,0
42	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	2															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**7**	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	3361,0
43	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	32															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**140**	0	0	0	0	20	20	20	20	20	20	20	3361,0
44	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	39															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**84**	0	0	0	0	0	14	14	14	14	14	14	3361,0
45	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 114 мм	п. м	13															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**30**	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	
46	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	20															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**36**	0	0	0	0	0	6	6	6	6	6	6	3361,0
47	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	4															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**6**	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	3361,0
48	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 133 мм	п. м	45															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**120**	0	0	0	0	0	20	20	20	20	20	20	3361,0
49	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	49															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**150**	0	0	0	0	0	25	25	25	25	25	25	3361,0
50	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	19															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**60**	0	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
51	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	35															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**78**	0	0	0	0	0	13	13	13	13	13	13	3361,0
52	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	43															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**132**	0	0	0	0	0	22	22	22	22	22	22	3361,0
53	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	61															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**186**	0	0	0	0	0	31	31	31	31	31	31	3361,0
54	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 114 мм	п. м	20															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**48**	0	0	0	0	0	8	8	8	8	8	8	3361,0
55	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	87															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**264**	0	0	0	0	0	44	44	44	44	44	44	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	
56	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	44															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**95**	0	0	0	0	0	0	19	19	19	19	19	3361,0
57	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	9															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**25**	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5	3361,0
58	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	52															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**160**	0	0	0	0	0	0	32	32	32	32	32	3361,0
59	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	11															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**35**	0	0	0	0	0	0	7	7	7	7	7	3361,0
60	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/108 мм	п. м	17															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**45**	0	0	0	0	0	0	9	9	9	9	9	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
61	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	100															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**235**	0	0	0	0	0	0	47	47	47	47	47	3361,0
62	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	45															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**105**	0	0	0	0	0	0	21	21	21	21	21	3361,0
63	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	42															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**100**	0	0	0	0	0	0	20	20	20	20	20	3361,0
64	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	39															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**92**	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	3361,0
65	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	39															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**95**	0	0	0	0	0	0	19	19	19	19	19	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
66	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	43															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**96**	0	0	0	0	0	0	0	24	24	24	24	3361,0
67	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	35															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**76**	0	0	0	0	0	0	0	19	19	19	19	3361,0
68	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	17															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**40**	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	10	3361,0
69	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	39															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**84**	0	0	0	0	0	0	0	21	21	21	21	3361,0
70	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	75															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**168**	0	0	0	0	0	0	0	42	42	42	42	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
71	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/108 мм	п. м	11															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**20**	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5	3361,0
72	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	14															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**24**	0	0	0	0	0	0	0	6	6	6	6	3361,0
73	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	11															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**16**	0	0	0	0	0	0	0	4	4	4	4	3361,0
74	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	18															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**28**	0	0	0	0	0	0	0	7	7	7	7	3361,0
75	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	39															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**60**	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
76	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	2															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**4**	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	3361,0
77	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	14															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**20**	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5	3361,0
78	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	21															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**40**	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	10	3361,0
79	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	92															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**144**	0	0	0	0	0	0	0	0	48	48	48	3361,0
80	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/89 мм	п. м	40															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**51**	0	0	0	0	0	0	0	0	17	17	17	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
81	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	64															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**102**	0	0	0	0	0	0	0	0	34	34	34	3361,0
82	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	81															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**126**	0	0	0	0	0	0	0	0	42	42	42	3361,0
83	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	30															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**60**	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20	20	3361,0
84	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	22															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**45**	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	3361,0
85	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	30															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**48**	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	16	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
86	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	26															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**39**	0	0	0	0	0	0	0	0	13	13	13	3361,0
87	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	63															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**93**	0	0	0	0	0	0	0	0	31	31	31	3361,0
88	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	4															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**6**	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	3361,0
89	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 57 мм	п. м	14															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**15**	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	3361,0
90	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 57 мм	п. м	2															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**3**	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
91	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 133/133 мм	п. м	32															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**54**	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	18	3361,0
92	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/89 мм	п. м	39															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**54**	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	18	3361,0
93	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 89 мм	п. м	13															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**18**	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	6	3361,0
94	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 68/68 мм	п. м	45															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**51**	0	0	0	0	0	0	0	0	17	17	17	3361,0
95	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	19															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**21**	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	7	3361,0

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Вид ожидаемого эффекта	Ед. изм.	Эффект от мероприятий в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)												Стоимость ед. эффекта
						Всего 2020 - 2030 гг.	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	
96	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	38															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**45**	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	3361,0
97	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/25 мм	п. м	44															
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**48**	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	16	3361,0
Итого				Итого экономия														
				Снижение потерь и неучтенных расходов тепловой энергии	Гкал	**12466**	0	209	421	633	830	1 029	1 529	1 698	2 039	2 039	2 039	
				Снижение расходов на топливо	%	**180**	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30	30	

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупае-мости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
1	Строительство новой угольной котельной 12 Гкал/ч и сетей	1 мероприятие	1	**80393**	0	0	0	0	0	13399	13399	13399	13399	13399	13399		80393	
				80393						13399	13399	13399	13399	13399	13399	30	80393	18
2	Строительство тепловой сети от проектируемой угольной котельной до УТ-(перспектива) Ду300	п. м	400															
																		Срок полезного использо-вания оборудо-вания
3	Строительство тепловой сети системы горячего водоснабжения от угольной котельной до ТК-55 Ду150 (Т3) и Ду80 (Т4)	п. м	477															
																		Срок полезного использо-вания оборудо-вания
4	Перекладка тепловой сети системы отопления на участке от СК-1 до ТК-55 с Ду200 на Ду350	п. м	197	**3860**	0	0	0	0	0	0	772	772	772	772	772		3860	
				3860	0	0	0	0	0	0	772	772	772	772	772	1150	3860	Срок полезного использо-вания оборудо-вания
5	Перекладка тепловой сети системы отопления на участке от ТК-55 до УТ-(перспектива) с Ду200 на Ду300	п. м	77	**1235**	0	0	0	0	0	0	247	247	247	247	247		1235	
				1235	0	0	0	0	0	0	247	247	247	247	247	365	1235	Срок полезного использо-вания оборудо-вания

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
6	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	9	**310**	0	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31		310	
				310	0	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	90	310	Срок полезного использования оборудования
7	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	52	**1770**	0	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177		1770	
				1770	0	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177	530	1770	Срок полезного использования оборудования
8	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 377 мм	п. м	11	**380**	0	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38		380	
				380	0	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	110	380	Срок полезного использования оборудования
9	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	17	**460**	0	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46		460	
				460	0	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	140	460	Срок полезного использования оборудования
10	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	100	**2200**	0	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220		2200	
				2200	0	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	650	2200	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
11	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	45	**1000**	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100		1000	
				1000	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	298	1000	Срок полезного использования оборудования
12	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	42	**920**	0	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92		920	
				920	0	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	270	920	Срок полезного использования оборудования
13	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	39	**810**	0	0	90	90	90	90	90	90	90	90	90		810	
				810	0	0	90	90	90	90	90	90	90	90	90	243	810	Срок полезного использования оборудования
14	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 273 мм	п. м	39	**819**	0	0	91	91	91	91	91	91	91	91	91		819	
				819	0	0	91	91	91	91	91	91	91	91	91	243	819	Срок полезного использования оборудования
15	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	43	**720**	0	0	80	80	80	80	80	80	80	80	80		720	
				720	0	0	80	80	80	80	80	80	80	80	80	216	720	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
16	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	35	**585**	0	0	65	65	65	65	65	65	65	65	65		585	
				585	0	0	65	65	65	65	65	65	65	65	65	171	585	Срок полезного использования оборудования
17	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	17	**297**	0	0	33	33	33	33	33	33	33	33	33		297	
				297	0	0	33	33	33	33	33	33	33	33	33	90	297	Срок полезного использования оборудования
18	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	39	**648**	0	0	72	72	72	72	72	72	72	72	72		648	
				648	0	0	72	72	72	72	72	72	72	72	72	189	648	Срок полезного использования оборудования
19	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	75	**1269**	0	0	141	141	141	141	141	141	141	141	141		1269	
				1269	0	0	141	141	141	141	141	141	141	141	141	378	1269	Срок полезного использования оборудования
20	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	11	**144**	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16		144	
				144	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	45	144	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
21	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	14	**189**	0	0	21	21	21	21	21	21	21	21	21		189	
				189	0	0	21	21	21	21	21	21	21	21	21	54	189	Срок полезного использования оборудования
22	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	11	**144**	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16		144	
				144	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	45	144	Срок полезного использования оборудования
23	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	18	**234**	0	0	26	26	26	26	26	26	26	26	26		234	
				234	0	0	26	26	26	26	26	26	26	26	26	72	234	Срок полезного использования оборудования
24	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	39	**522**	0	0	58	58	58	58	58	58	58	58	58		522	
				522	0	0	58	58	58	58	58	58	58	58	58	153	522	Срок полезного использования оборудования
25	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	2	**27**	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3		27	
				27	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	9	27	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
26	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	14	**136**	0	0	0	17	17	17	17	17	17	17	17		136	
				136	0	0	0	17	17	17	17	17	17	17	17	40	136	Срок полезного использования оборудования
27	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	21	**328**	0	0	0	41	41	41	41	41	41	41	41		328	
				328	0	0	0	41	41	41	41	41	41	41	41	96	328	Срок полезного использования оборудования
28	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	92	**1448**	0	0	0	181	181	181	181	181	181	181	181		1448	
				1448	0	0	0	181	181	181	181	181	181	181	181	432	1448	Срок полезного использования оборудования
29	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	40	**392**	0	0	0	49	49	49	49	49	49	49	49		392	
				392	0	0	0	49	49	49	49	49	49	49	49	120	392	Срок полезного использования оборудования
30	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	12	**88**	0	0	0	11	11	11	11	11	11	11	11		88	
				88	0	0	0	11	11	11	11	11	11	11	11	24	88	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
31	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	36	**264**	0	0	0	33	33	33	33	33	33	33	33		264	
				264	0	0	0	33	33	33	33	33	33	33	33	80	264	Срок полезного использования оборудования
32	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	64	**1016**	0	0	0	127	127	127	127	127	127	127	127		1016	
				1016	0	0	0	127	127	127	127	127	127	127	127	304	1016	Срок полезного использования оборудования
33	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	81	**1280**	0	0	0	160	160	160	160	160	160	160	160		1280	
				1280	0	0	0	160	160	160	160	160	160	160	160	384	1280	Срок полезного использования оборудования
34	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	30	**720**	0	0	0	90	90	90	90	90	90	90	90		720	
				720	0	0	0	90	90	90	90	90	90	90	90	216	720	Срок полезного использования оборудования
35	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 325 мм	п. м	22	**497**	0	0	0	0	71	71	71	71	71	71	71		497	
				497	0	0	0	0	71	71	71	71	71	71	71	147	497	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
36	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	30	**427**	0	0	0	0	61	61	61	61	61	61	61		427	
				427	0	0	0	0	61	61	61	61	61	61	61	126	427	Срок полезного использования оборудования
37	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	26	**378**	0	0	0	0	54	54	54	54	54	54	54		378	
				378	0	0	0	0	54	54	54	54	54	54	54	112	378	Срок полезного использования оборудования
38	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	70	**1008**	0	0	0	0	144	144	144	144	144	144	144		1008	
				1008	0	0	0	0	144	144	144	144	144	144	144	301	1008	Срок полезного использования оборудования
39	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	4	**56**	0	0	0	0	8	8	8	8	8	8	8		56	
				56	0	0	0	0	8	8	8	8	8	8	8	14	56	Срок полезного использования оборудования
40	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	115	**1673**	0	0	0	0	239	239	239	239	239	239	239		1673	
				1673	0	0	0	0	239	239	239	239	239	239	239	497	1673	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
41	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	14	**119**	0	0	0	0	17	17	17	17	17	17	17		119	
				119	0	0	0	0	17	17	17	17	17	17	17	35	119	Срок полезного использования оборудования
42	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	2	**21**	0	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3		21	
				21	0	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3	7	21	Срок полезного использования оборудования
43	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 219 мм	п. м	32	**469**	0	0	0	0	67	67	67	67	67	67	67		469	
				469	0	0	0	0	67	67	67	67	67	67	67	140	469	Срок полезного использования оборудования
44	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	39	**288**	0	0	0	0	0	48	48	48	48	48	48		288	
				288	0	0	0	0	0	48	48	48	48	48	48	84	288	Срок полезного использования оборудования
45	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 114 мм	п. м	13	**108**	0	0	0	0	0	18	18	18	18	18	18		108	
				108	0	0	0	0	0	18	18	18	18	18	18	30	108	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
46	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 57 мм	п. м	20	**120**	0	0	0	0	0	20	20	20	20	20	20		120	
				120	0	0	0	0	0	20	20	20	20	20	20	36	120	Срок полезного использования оборудования
47	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	4	**30**	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5		30	
				30	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	6	30	Срок полезного использования оборудования
48	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 133 мм	п. м	45	**408**	0	0	0	0	0	68	68	68	68	68	68		408	
				408	0	0	0	0	0	68	68	68	68	68	68	120	408	Срок полезного использования оборудования
49	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	49	**504**	0	0	0	0	0	84	84	84	84	84	84		504	
				504	0	0	0	0	0	84	84	84	84	84	84	150	504	Срок полезного использования оборудования
50	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	19	**192**	0	0	0	0	0	32	32	32	32	32	32		192	
				192	0	0	0	0	0	32	32	32	32	32	32	60	192	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
51	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 89 мм	п. м	35	**264**	0	0	0	0	0	44	44	44	44	44	44		264	
				264	0	0	0	0	0	44	44	44	44	44	44	78	264	Срок полезного использования оборудования
52	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	43	**444**	0	0	0	0	0	74	74	74	74	74	74		444	
				444	0	0	0	0	0	74	74	74	74	74	74	132	444	Срок полезного использования оборудования
53	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	61	**624**	0	0	0	0	0	104	104	104	104	104	104		624	
				624	0	0	0	0	0	104	104	104	104	104	104	186	624	Срок полезного использования оборудования
54	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 114 мм	п. м	20	**168**	0	0	0	0	0	28	28	28	28	28	28		168	
				168	0	0	0	0	0	28	28	28	28	28	28	48	168	Срок полезного использования оборудования
55	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 159 мм	п. м	87	**888**	0	0	0	0	0	148	148	148	148	148	148		888	
				888	0	0	0	0	0	148	148	148	148	148	148	264	888	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
56	Реконструкция участка теплосети 2Ду = 108 мм	п. м	44	**315**	0	0	0	0	0	0	63	63	63	63	63		315	Срок полезного использования оборудования
				315	0	0	0	0	0	0	63	63	63	63	63	95	315	
57	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	9	**90**	0	0	0	0	0	0	18	18	18	18	18		90	Срок полезного использования оборудования
				90	0	0	0	0	0	0	18	18	18	18	18	25	90	
58	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	52	**530**	0	0	0	0	0	0	106	106	106	106	106		530	Срок полезного использования оборудования
				530	0	0	0	0	0	0	106	106	106	106	106	160	530	
59	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	11	**115**	0	0	0	0	0	0	23	23	23	23	23		115	Срок полезного использования оборудования
				115	0	0	0	0	0	0	23	23	23	23	23	35	115	
60	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/108 мм	п. м	17	**150**	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30		150	Срок полезного использования оборудования
				150	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30	45	150	

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
61	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	100	**795**	0	0	0	0	0	0	159	159	159	159	159		795	Срок полезного использования оборудования
				795	0	0	0	0	0	0	159	159	159	159	159	235	795	
62	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	45	**360**	0	0	0	0	0	0	72	72	72	72	72		360	Срок полезного использования оборудования
				360	0	0	0	0	0	0	72	72	72	72	72	105	360	
63	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	42	**335**	0	0	0	0	0	0	67	67	67	67	67		335	Срок полезного использования оборудования
				335	0	0	0	0	0	0	67	67	67	67	67	100	335	
64	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	39	**310**	0	0	0	0	0	0	62	62	62	62	62		310	Срок полезного использования оборудования
				310	0	0	0	0	0	0	62	62	62	62	62	92	310	
65	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	39	**315**	0	0	0	0	0	0	63	63	63	63	63		315	Срок полезного использования оборудования
				315	0	0	0	0	0	0	63	63	63	63	63	95	315	

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
66	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	43	**320**	0	0	0	0	0	0	0	80	80	80	80		320	
				320	0	0	0	0	0	0	0	80	80	80	80	96	320	Срок полезного использования оборудования
67	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	35	**260**	0	0	0	0	0	0	0	65	65	65	65		260	
				260	0	0	0	0	0	0	0	65	65	65	65	76	260	Срок полезного использования оборудования
68	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	17	**132**	0	0	0	0	0	0	0	33	33	33	33		132	
				132	0	0	0	0	0	0	0	33	33	33	33	40	132	Срок полезного использования оборудования
69	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	39	**288**	0	0	0	0	0	0	0	72	72	72	72		288	
				288	0	0	0	0	0	0	0	72	72	72	72	84	288	Срок полезного использования оборудования
70	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 159 мм	п. м	75	**560**	0	0	0	0	0	0	0	140	140	140	140		560	
				560	0	0	0	0	0	0	0	140	140	140	140	168	560	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
71	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/108 мм	п. м	11	**64**	0	0	0	0	0	0	0	16	16	16	16		64	Срок полезного использования оборудования
				64	0	0	0	0	0	0	0	16	16	16	16	20	64	
72	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	14	**76**	0	0	0	0	0	0	0	19	19	19	19		76	Срок полезного использования оборудования
				76	0	0	0	0	0	0	0	19	19	19	19	24	76	
73	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	11	**56**	0	0	0	0	0	0	0	14	14	14	14		56	Срок полезного использования оборудования
				56	0	0	0	0	0	0	0	14	14	14	14	16	56	
74	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	18	**92**	0	0	0	0	0	0	0	23	23	23	23		92	Срок полезного использования оборудования
				92	0	0	0	0	0	0	0	23	23	23	23	28	92	
75	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/57 мм	п. м	39	**204**	0	0	0	0	0	0	0	51	51	51	51		204	Срок полезного использования оборудования
				204	0	0	0	0	0	0	0	51	51	51	51	60	204	

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
76	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	2	**12**	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	3		12	
				12	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	4	12	Срок полезного использования оборудования
77	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	14	**68**	0	0	0	0	0	0	0	17	17	17	17		68	
				68	0	0	0	0	0	0	0	17	17	17	17	20	68	Срок полезного использования оборудования
78	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	21	**140**	0	0	0	0	0	0	0	35	35	35	35		140	
				140	0	0	0	0	0	0	0	35	35	35	35	40	140	Срок полезного использования оборудования
79	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	92	**480**	0	0	0	0	0	0	0	0	160	160	160		480	
				480	0	0	0	0	0	0	0	0	160	160	160	144	480	Срок полезного использования оборудования
80	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/89 мм	п. м	40	**168**	0	0	0	0	0	0	0	0	56	56	56		168	
				168	0	0	0	0	0	0	0	0	56	56	56	51	168	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
81	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	64	**339**	0	0	0	0	0	0	0	0	113	113	113		339	
				339	0	0	0	0	0	0	0	0	113	113	113	102	339	Срок полезного использования оборудования
82	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	81	**426**	0	0	0	0	0	0	0	0	142	142	142		426	
				426	0	0	0	0	0	0	0	0	142	142	142	126	426	Срок полезного использования оборудования
83	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	30	**198**	0	0	0	0	0	0	0	0	66	66	66		198	
				198	0	0	0	0	0	0	0	0	66	66	66	60	198	Срок полезного использования оборудования
84	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 219/159 мм	п. м	22	**147**	0	0	0	0	0	0	0	0	49	49	49		147	
				147	0	0	0	0	0	0	0	0	49	49	49	45	147	Срок полезного использования оборудования
85	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/108 мм	п. м	30	**162**	0	0	0	0	0	0	0	0	54	54	54		162	
				162	0	0	0	0	0	0	0	0	54	54	54	48	162	Срок полезного использования оборудования

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
86	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	26	**129**	0	0	0	0	0	0	0	0	43	43	43		129	Срок полезного использования оборудования
				129	0	0	0	0	0	0	0	0	43	43	43	39	129	
87	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	63	**309**	0	0	0	0	0	0	0	0	103	103	103		309	Срок полезного использования оборудования
				309	0	0	0	0	0	0	0	0	103	103	103	93	309	
88	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 159/57 мм	п. м	4	**21**	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	7		21	Срок полезного использования оборудования
				21	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	7	6	21	
89	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 57 мм	п. м	14	**51**	0	0	0	0	0	0	0	0	17	17	17		51	Срок полезного использования оборудования
				51	0	0	0	0	0	0	0	0	17	17	17	15	51	
90	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 57 мм	п. м	2	**9**	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3		9	Срок полезного использования оборудования
				9	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	9	

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
91	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 133/133 мм	п. м	32	**177**	0	0	0	0	0	0	0	0	59	59	59		177	Срок полезного использования оборудования
				177	0	0	0	0	0	0	0	0	59	59	59	54	177	
92	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 108/89 мм	п. м	39	**183**	0	0	0	0	0	0	0	0	61	61	61		183	Срок полезного использования оборудования
				183	0	0	0	0	0	0	0	0	61	61	61	54	183	
93	Реконструкция участка сети ГВС. 2Ду = 89 мм	п. м	13	**60**	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20	20		60	Срок полезного использования оборудования
				60	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20	20	18	60	
94	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 68/68 мм	п. м	45	**174**	0	0	0	0	0	0	0	0	58	58	58		174	Срок полезного использования оборудования
				174	0	0	0	0	0	0	0	0	58	58	58	51	174	
95	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	19	**75**	0	0	0	0	0	0	0	0	25	25	25		75	Срок полезного использования оборудования
				75	0	0	0	0	0	0	0	0	25	25	25	21	75	

№ п/п	Наименование и состав мероприятий	Ед. изм.	Кол-во	Эффект от мероприятий в стоимостном выражении, тыс. руб.												Совокупный эффект		Срок окупаемости, лет
				Всего 2020 - 2030 гг.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	в натуральном выражении (в сэкономленном ресурсе)	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
96	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/57 мм	п. м	38	**153**	0	0	0	0	0	0	0	0	51	51	51		153	
				153	0	0	0	0	0	0	0	0	51	51	51	45	153	Срок полезного использо-вания оборудо-вания
97	Реконструкция участка сети ГВС. Ду = 89/25 мм	п. м	44	**159**	0	0	0	0	0	0	0	0	53	53	53		159	
				159	0	0	0	0	0	0	0	0	53	53	53	48	159	Срок полезного использо-вания оборудо-вания
Итого				**122301**	**0**	**704**	**1416**	**2125**	**2789**	**16861**	**18543**	**19111**	**20251**	**20251**	**20251**		**122301**	
				41908	0	704	1 416	2 125	2 789	3 462	5 144	5 712	6 852	6 852	6 852	12466	41908	
				80393	0	0	0	0	0	13399	13399	13399	13399	13399	13399		80393	