РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
Иркутская область
Слюдянское муниципальное образование

**АДМИНИСТРАЦИЯ СЛЮДЯНСКОГО ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ**
Слюдянского района
г. Слюдянка

# ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 20.07.2022 №544

**Об утверждении актуализации схемы теплоснабжения Слюдянского муниципального образования на период до 2028 года на 2023 год**

В целях актуализации схемы теплоснабжения Слюдянского муниципального образования на период до 2028 года, утвержденной постановлением администрации Слюдянского городского поселения от 11.03.2014 № 145, в соответствии с Федеральным законом от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», по результатам проведенных публичных слушаний от 19.07.2022 года, руководствуясь статьями 10, 44, 47 Устава Слюдянского муниципального образования, зарегистрированного Главным управлением Министерства юстиции Российской Федерации по Сибирскому федеральному округу от 23.12.2005 года регистрационный № RU 385181042005001, с изменениями и дополнениями, зарегистрированными Главным управлением Министерства юстиции Российской Федерации по Сибирскому Федеральному округу от 6 декабря 2021 года № RU385181042021002,

**ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Утвердить актуализацию схемы теплоснабжения Слюдянского муниципального образования на период до 2028 года на 2023 год.
2. Настоящее постановление вступает в законную силу со дня его официального опубликования (обнародования).
3. Опубликовать (обнародовать) настоящее постановление в газете «Байкал новости» или в приложении к ней, а также разместить на официальном сайте администрации Слюдянского городского поселения в сети «Интернет» www.gorod-sludyanka.ru.
4. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на заместителя главы Слюдянского муниципального образования Хаюка О.В.

Глава Слюдянского
муниципального образования В.Н. Сендзяк

# Схема теплоснабжения Слюдянского муниципального образования до 2028 года
# Актуализация на 2023 год

## Обосновывающие материалы

Г. Слюдянка 2022 год

# Содержание

## Оглавление

Глава 1"Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения" ..... 10

1.1. Часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения" ..... 10

1.1.1. Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций ..... 10

1.1.2. Описание зон действия производственных источников тепловой энергии ..... 12

1.1.3. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения ..... 12

Часть 2 "Источники тепловой энергии" ..... 13

1.2.1. Общие положения ..... 13

1.2.2. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных (структура основного оборудования) ..... 15

1.2.2.1. Котельная «ЦЕНТРАЛЬНАЯ» ..... 17

1.2.2.2. Котельная «РУДО» ..... 21

1.2.2.3. Котельная «ПЕРЕВАЛ» ..... 25

1.2.2.4. Котельная «СТРОЙКА» ..... 30

1.2.2.5. Котельная «СМП» ..... 32

1.2.2.6. Котельная «Ростелеком» ..... 33

1.2.2.7. Котельная «Медрезев» ..... 34

1.2.2.8. Котельная «Собственная база» ..... 35

1.2.2.9. Котельная «Дом ребенка» ..... 36

1.2.2.10. Котельная «Сухой ручей» ..... 37

1.2.3. Среднегодовая загрузка оборудования ..... 38

1.2.4 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети ..... 44

1.2.5 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии ..... 44

1.2.6. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии ..... 44

1.2.7 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 ..... 46

Часть 3 "Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты" ..... 46

1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения ..... 46

1.3.2 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 ..... 49

1.3.3 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях ..... 49

1.3.4 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов ..... 49

1.3.5 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности ..... 49

1.3.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети ..... 50
1.3.7. Насосные станции и тепловые пункты ..... 50
1.3.8. Характеристики тепловых камер, павильонов и арматуры ..... 51
1.3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики ..... 51
1.3.10. Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя ..... 52
1.3.11. Наличие коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителя, уровень автоматизации, защита от превышения давления ..... 57
1.3.12. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) восстановлений и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет ..... 58
1.3.13. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов ..... 66
1.3.14. 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 ..... 73
1.3.15. Уровень автоматизации центральных тепловых пунктов, насосных станций ..... 79
1.3.16. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии ..... 79
1.3.17 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет ..... 79
1.3.18 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет ..... 80
Часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии" ..... 81
Часть 5 "Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии" ..... 82
1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления ..... 82
1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии ..... 82
1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии ..... 83
1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом ..... 83
1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение ..... 83
1.5.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения ..... 88
Часть 6 "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии" ..... 101
1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в сетях и присоединенной тепловой нагрузки ..... 101
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии ..... 102
1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю ..... 103
Часть 7 "Балансы теплоносителя" ..... 104

1.7.1 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть ... 104

Часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом" ... 105

1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии ... 105

1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями ... 107

1.8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки ... 107

1.8.4 Описание использования местных видов топлива ... 108

Часть 9 "Надежность теплоснабжения" ... 108

1.9.1 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей ... 108

1.9.2 Частота отключений потребителей ... 109

1.9.3 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений ... 109

1.9.4 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" ... 109

1.9.5 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении ... 110

Часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций" ... 110

Часть 11 "Цены (тариф) в сфере теплоснабжения" ... 113

1.11.1 Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет ... 113

1.11.2 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения ... 118

1.11.3 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей ... 118

Часть 12 "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа" ... 118

1.12.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения ... 118

1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения ... 119

1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения ... 120

1.12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения ... 120

1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения ... 120

Глава 2 "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения" ... 121

2.1. Данные базового уровня потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения ... 121

2.2. Прогнозы приростов площади строительных фондов по объектам территориального деления ... 122

2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации ..... 125

2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов ..... 130

2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя с разделением по видам потребления в расчетных элементах территориального деления в зоне действия централизованного теплоснабжения ..... 130

2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя с разделением по видам потребления в расчетных элементах территориального деления в зонах действия индивидуальных источников теплоснабжения ..... 131

2.7. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирование, 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 источника теплоснабжения на каждом этапе ..... 131

2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель ..... 132

2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения ..... 132

2.10. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены договоры теплоснабжения по регулируемой цене ..... 133

Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения" ..... 135

3.1. Характеристика системы теплоснабжения г. Слюдянка ..... 138

3.2. Система теплоснабжения от котельной «Центральная» ..... 139

3.3. Система теплоснабжения от котельной «Рудо» ..... 150

3.4. Система теплоснабжения от котельной «Перевал» ..... 159

3.5. Система теплоснабжения от котельной «Стройка» ..... 168

3.6. Система теплоснабжения от котельной «СМП» ..... 176

3.7. Система теплоснабжения от котельных «Ростелеком», «Медрезерв», «Собственная база», «Дом ребенка» ..... 179

Глава 4 "Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей" ..... 184

4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей и располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии ..... 184

4.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя от каждого магистрального вывода с целью определения возможности обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода ..... 184

4.3. Выводы о резервах существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей ..... 185

Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения ..... 186

5.1 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) ..... 186

5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения ..... 186

5.3 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей ..... 186

Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах ..... 187

6.1 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии ..... 188

Глава 7 "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии" ..... 190

7.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения ..... 190

7.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей ..... 192

7.3. 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 ..... 192

7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок ..... 193

7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок ..... 193

7.6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок ..... 193

7.7. Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления ..... 193

7.8. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии ..... 194

7.9. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями ..... 195

7.10. Предложения по строительству и реконструкции источников ..... 196
7.10.1. Предложения по строительству новых источников тепловой энергии ..... 198
7.10.2. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии. 199
7.11. Радиус эффективного теплоснабжения ..... 201
Глава 8 "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей" ..... 207
8.1. Общие положения ..... 207
8.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов) ..... 208
8.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку ..... 208
8.4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения. ..... 208
8.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения ..... 210
Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения ..... 230
Глава 10 "Перспективные топливные балансы" ..... 231
Глава 11 "Оценка надежности теплоснабжения" ..... 232
11.1 Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения ..... 232
Глава 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию" ..... 239
Реконструкция и строительство новых источников теплоснабжения ..... 239
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения ..... 246
Глава 14 "Ценовые (тарифные) последствия ..... 249
14.1 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения ..... 249
14.2 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей ..... 250
Глава 15 "Реестр единых теплоснабжающих организаций" ..... 251
Глава 16 "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения ..... 253
16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии ..... 253
Глава 17 "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения ..... 254
Глава 18 "Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения ..... 254
«Решения по бесхозяйственным тепловым сетям» ..... 254

## ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях повышение эффективности использования энергетических ресурсов и энергосбережение становится одним из важнейших факторов экономического роста и социального развития России. Это подтверждено во вступившем в силу с 23 ноября 2009 года Федеральном законе РФ № 261 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности».

По данным Минэнерго потенциал энергосбережения в России составляет около 400 млн. тонн условного топлива в год, что составляет не менее 40 процентов внутреннего потребления энергии в стране. Одна треть энергосбережения находится в ТЭК, особенно в системах теплоснабжения. Затраты органического топлива на теплоснабжение составляют более 40% от всего используемого в стране, т.е. почти столько же, сколько тратится на все остальные отрасли промышленности, транспорт и т.д. Потребление топлива на нужды теплоснабжения сопоставимо со всем топливным экспортом страны.

Экономию тепловой энергии в сфере теплоснабжения можно достичь как за счет совершенствования источников тепловой энергии, тепловых сетей, теплопотребляющих установок, так и за счет улучшения характеристик отапливаемых объектов, зданий и сооружений.

Проблема обеспечения тепловой энергией городов России, в связи с суровыми климатическими условиями, по своей значимости сравнима с проблемой обеспечения населения продовольствием и является задачей большой государственной важности.

Вместе с тем, на сегодняшний день экономика России стабильно растет. За последние годы были выбраны все резервы тепловой мощности, образовавшие в период экономического спада 1991 – 1997 годов, и потребление тепла достигло уровня 1990 года, а потребление электрической энергии в некоторых регионах превысило этот уровень. Возникла необходимость в понимании того, будет ли обеспечен дальнейший рост экономики адекватным ростом энергетики и, что более важно, что нужно сделать в энергетике и топливоснабжении для того, чтобы обеспечить будущий рост.

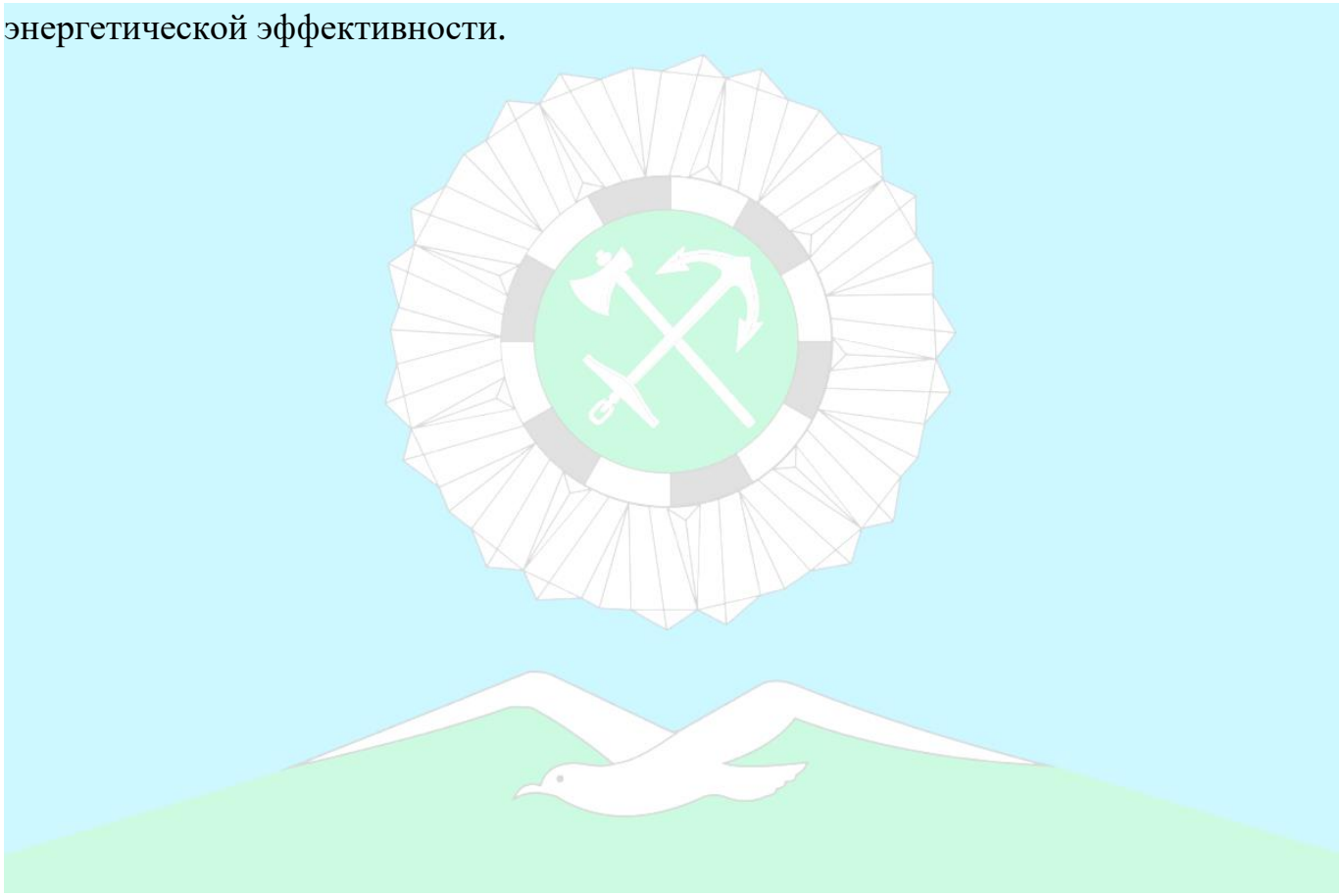
До недавнего времени, регулирование в сфере теплоснабжения производилось федеральными законами от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», от 30 декабря 2004 года № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса», от 14 апреля 1995 года № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации». Однако регулирование отношений в сфере теплоснабжения назвать всеобъемлющим было нельзя.

27 июля 2010 года был принят Федеральный закон №190-ФЗ «О теплоснабжении», который устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей, потреблением

тепловой энергии, тепловой мощности, теплоносителя с использованием систем теплоснабжения, созданием, функционированием и развитием таких систем, а также определяет полномочия органов государственной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов по регулированию и контролю в сфере теплоснабжения, права и обязанности потребителей тепловой энергии, теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций.

Федеральный закон вводит понятие схемы теплоснабжения, согласно которому:

**Схема теплоснабжения поселения, городского округа** — документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, её развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.



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

## 1.1. Часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения"

### 1.1.1. Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Слюдянское городское поселение состоит из 8 микрорайонов, которые обслуживаются 10 теплоисточниками, из которых: 9 угольных котельных, расположенных в г. Слюдянка, и 1 электрокотельная – в п. Сухой Ручей. Три крупные котельные оснащены паровыми котлами, и 7 средних и мелких котельных – водогрейными. Самая крупная котельная городского поселения Слюдянка – «Центральная».

Тепловые сети от котельных выполнены в основном в двухтрубном исполнении (от Котельной СМП – в четырехтрубном исполнении). Из подающего трубопровода осуществляется водоразбор для покрытия нагрузок горячего водоснабжения (далее по тексту – ГВС) потребителей. Регулирование отпуска тепловой энергии от источников в системы транспортировки тепла осуществляется по центральному качественному методу регулирования в зависимости от температуры наружного воздуха. Расчетная температура самой холодной пятидневки за многолетний период наблюдений составляет минус 32 град. Цельсия (Свод правил СП 131.13330.2012 "СНиП 23-01-99*. Строительная климатология" Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*).

Единая теплоснабжающая организация города является ООО «Управление коммунальными системами». ООО «Управление коммунальными системами» осуществляет регулируемый вид деятельности, а именно – производство и передачу тепловой энергии.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города имеет единое юридическое лицо по производству и передаче тепловой энергии до потребителя.

Зоны, неохваченные источниками централизованного теплоснабжения, имеют индивидуальное теплоснабжение. Эти зоны состоят из одноэтажной и, частично, двухэтажной застройки, отапливаются от бытовых котлов различной модификации и печей.

Зоны действия источников тепловой энергии представлены на рисунке 1.1.

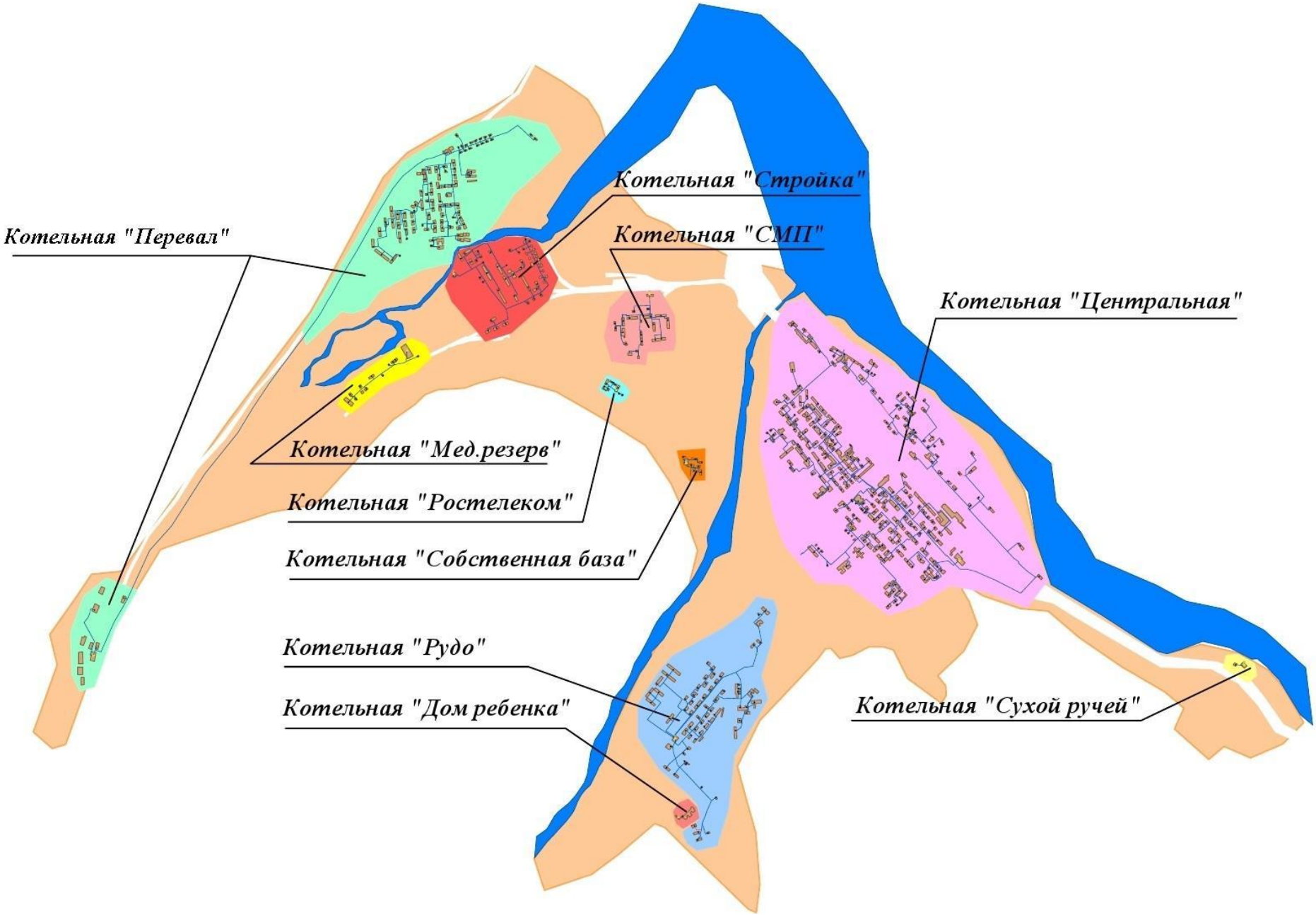



*Рисунок 1.1 – Зоны действия источников тепловой энергии*

### 1.1.2. Описание зон действия производственных источников тепловой энергии

Городское поселение имеет котельные в 10 микрорайонах.

Теплоснабжение центральной части города и микрорайона «Прибрежный» осуществляет **котельная «Центральная»;**

Граничащий с центральным микрорайоном микрорайон «Рудоуправление» обслуживается **котельной «Рудо»** и котельной **«Дом ребенка»**.

**Котельная «Перевал»** обеспечивает теплом микрорайон «Квартал» и м-н «Берёзовый».

Теплоснабжение микрорайона «Берсенева» осуществляется от **котельной «СМП»**.

**Котельная «Стройка»** обеспечивает теплоснабжение микрорайона «Стройка».

**Котельная «Ростелеком»** и **котельная «Медрезерв»** обеспечивают теплоснабжение близлежащих жилых домов.

**Котельная «Собственная база»** обеспечивает теплом производственную площадку ООО "УКС" и МБУ «Благоустройство».

Электрокотельная «Сухой ручей» обеспечивает теплом поселковый Дом культуры в п. Сухой Ручей и жилой дом.

Котельные производят отпуск тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение по зависимой схеме. Большая часть тепловой энергии вырабатывается котельной **«Центральная»**, которая удовлетворяет более 50 % потребностей в тепловой энергии города Слюдянка.

### 1.1.3. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в Слюдянском городском поселении сформированы в микрорайонах с индивидуальной малоэтажной жилой застройкой. Такие здания (одно-, двух-, трехэтажные), как правило, частично присоединённые или не присоединённые к системам централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение населения осуществляется от индивидуальных котлов или печей.

## Часть 2 "Источники тепловой энергии"

### 1.2.1. Общие положения

Централизованное теплоснабжение потребителей Слюдянского городского поселения осуществляется от 10 котельных ООО «Управление коммунальными системами». В котельных и на тепловых пунктах применяется центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения. Т.е. в котельной нагревается вода до значений по температурному графику, при этом из котельной же осуществляется подпитка в теплотрассы – возмещается количество потребленной воды на горячее водоснабжение, на утечки при транспортировке в тепловых сетях - для поддержания постоянного количества сетевой воды в контуре «котельная – потребитель».

В таблице 1.1 представлены основные характеристики котельных Слюдянского городского поселения, а на рисунке 1.2 – доля общей установленной тепловой мощности котельных.

***Таблица 1.1 - Основные энергетические характеристики котельных***

| Наименование котельной | Установленная мощность, Гкал/ч | Присоединенная нагрузка, Гкал/ч | Температурный график, °С |
|---|---|---|---|
| Центральная | 43,05 | 29,601 | 95/70 |
| Рудо | 15,211 | 6,785 | 75/60 |
| Перевал (нижний ТП) | 11,193 | 11,267 | 110/70 (75/60) |
| Стройка | 5,372 | 3,776 | 75/60 |
| СМП | 3,500 | 2,004 | 75/60 |
| Дом Ребенка | 0,976 | 0,253 | 75/60 |
| Медрезерв | 1,2 | 0,468 | 75/60 |
| Ростелеком | 0,518 | 0,173 | 75/60 |
| «Собственная База» | 0,469 | 0,241 | 75/60 |
| Сухой ручей | 0,104 | 0,118 | 75/60 |

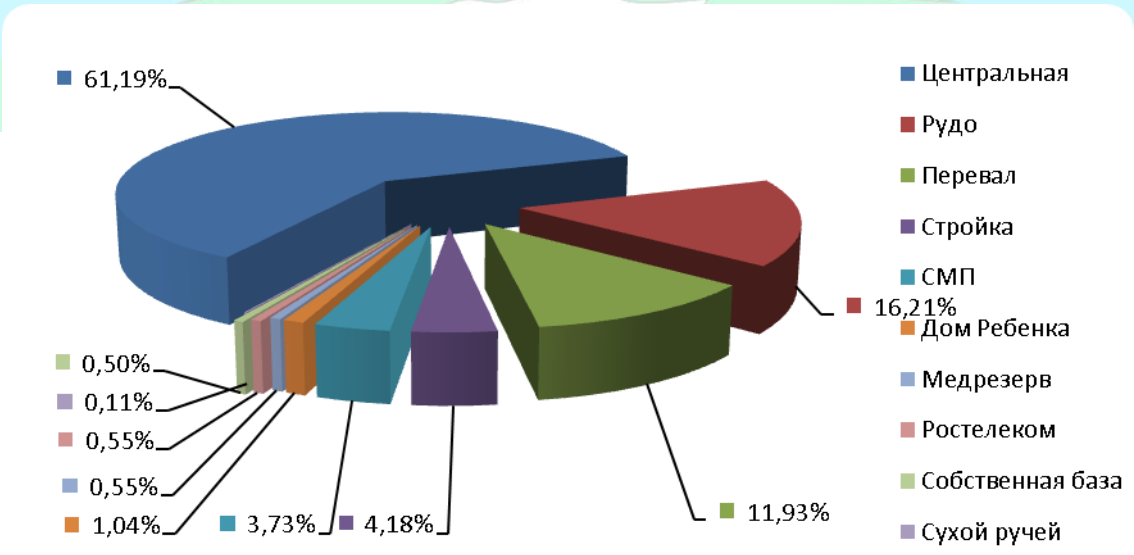



*Рисунок 1.2. – Доля общей установленной тепловой мощности котельных*

Общая установленная тепловая мощность источников, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки на апрель 2022 года, составила 81,593 Гкал/ч.

Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей на 2022 год составила 54,686 Гкал/ч.

### 1.2.2. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных (структура основного оборудования)

Основной парк котельного оборудования представлен паровыми и водогрейными котлами различной мощности отечественных производителей: КЕ, КВр, КВм, Универсал-6. Основное оборудование источников тепловой энергии представлено в таблице 1.2.

***Таблица 1.2- Основное оборудование источников тепловой энергии***

| № | Тип (водогр./пар.) | Марка, заводской номер | Кол-во | Теплопроиз-водительность котла, Гкал/ч | Год монтажа | Срок службы, лет, на 2022г | Вид исп. топлива | Дата проведения последних режимно-наладочных испытаний | Нормативный удельный расход условного, кг у.т./Гкал |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *1* | *2* | *3* | *4* | *5* | *6* | *7* | *8* | *9* | *10* |
| **Котельная «Центральная»** | Паровой | КЕ 25-14С, № 9900 | 1 | 14,35 | 1989 | 33 | Уголь бурый 3БР | Март 2014 | 196,6 |
| | Паровой | КЕ 25-14С, №10805 | 1 | 14,35 | 2010 | 12 | Уголь бурый 3БР | Март 2014 | 196,6 |
| | Паровой | КЕ-25-14С, №10806 | 1 | 14,35 | 2010 | 12 | Уголь бурый 3БР | Март 2014 | 196,6 |
| | Паровой | КЕ 25-14С №8898 | 1 | 14,35 | 2020 | 2 | Уголь бурый 3БР | Март 2014 | 196,6 |
| **Котельная «Рудо»** | Паровой | КЕ 10-14С №83246 | 1 | 5,74 | 1988 | 34 | Уголь бурый 3БР | Март 2014 | 204,6 |
| | Паровой | КЕ 6,5-14С №6696 | 1 | 3,731 | 1986 | 36 | Уголь бурый 3БР | Март 2014 | 204,6 |
| | Паровой | КЕ 10-14С №83257 | 1 | 5,74 | 1988 | 34 | Уголь бурый 3БР | Март 2014 | 204,6 |
| **Котельная «Перевал»** | Паровой | КЕ 6,5-14С, №2013137 | 1 | 3,731 | 2013 | 9 | Уголь бурый 3БР | Март 2014 | 199,8 |
| | Паровой | КЕ 6,5-14С, №2257 | 1 | 3,731 | 2014 | 8 | Уголь бурый 3БР | Март 2014 | 199,8 |
| | Паровой | КЕ 6,5-14С, №066510 | 1 | 3,731 | 2010 | 12 | Уголь бурый 3БР | Март 2014 | 199,8 |
| **Котельная «Стройка»** | Водогрейный | КВм-2,5-95ШП №340420 | 1 | 2,15 | 2021 | 1 | Уголь бурый 3БР | Не проводились | 685 |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Водогрейный | КВм-1,25-95ШП №400519 | 1 | 1,074 | 2019 | 3 | Уголь бурый 3БР | Не проводились | 288 |
| | Водогрейный | КВм-1,25-95ШП №14418 | 1 | 1,074 | 2018 | 4 | Уголь бурый 3БР | Не проводились | 288 |
| | Водогрейный | КВм-1,25-95ШП №070220 | 1 | 1,074 | 2020 | 2 | Уголь бурый 3БР | Не проводились | 288 |
| **Котельная «Дом Ребенка»** | Водогрейный | КВД-0,6 | 1 | 0,488 | 2010 | 12 | Уголь каменный Дконц | Не проводились | 254,5 |
| | Водогрейный | КВД-0,6 | 1 | 0,488 | 2010 | 12 | Уголь каменный Дконц | Не проводились | 254,5 |
| **Котельная "Собственная база"** | Водогрейный | Универсал-6 №1 | 1 | 0,488 | не установлен | не установлен | Уголь каменный | Не проводились | 254,6 |
| | Водогрейный | Универсал-6 №2 | 1 | 0,259 | не установлен | не установлен | Уголь каменный | Не проводились | 254,6 |
| **Котельная «Ростелеком»** | Водогрейный | Универсал-6 №1 | 1 | 0,488 | не установлен | не установлен | Уголь каменный | Не проводились | 256,4 |
| | Водогрейный | Универсал-6 №б/н | 1 | 0,259 | 1977 | 45 | Уголь каменный | Не проводились | 256,4 |
| **Котельная «СМП»** | Водогрейный | КВм-1,16 (1,0) №16 | 1 | 1 | 2001 | 21 | Уголь бурый 3БР | Не проводились | 238,7 |
| | Водогрейный | КВм-1,16 (1,0) №16 | 1 | 1 | 2001 | 21 | Уголь бурый 3БР | Не проводились | 238,7 |
| | Водогрейный | КВСм-1,16 (1,0) №9-3-30 | 1 | 1 | 2007 | 15 | Уголь бурый 3БР | Не проводились | 238,7 |
| | Водогрейный | КВр-0,6 №0180 | 1 | 0,6 | 2013 | 9 | Уголь бурый 3БР | Не проводились | 238,7 |
| **Котельная «Резерв»** | Водогрейный | КВр-0,6КБ (Гефест-0,6-95ТР) №10111 | 1 | 0,6 | 2010 | 12 | Уголь каменный | Не проводились | 254,5 |
| | Водогрейный | КВр-0,6КБ (Гефест-0,6-95ТР) №10112 | 1 | 0,6 | 2010 | 12 | Уголь каменный | Не проводились | 254,5 |
| **«Сухой ручей»** | Водогрейный | РТЕ-60 | 1 | 0,103 | 2003 | 19 | Электроэнергия | Не проводились | |

### 2.2.1. Котельная «ЦЕНТРАЛЬНАЯ»

«Центральная» котельная построена в 1989 году.

Котельная «Центральная», осуществляет теплоснабжение потребителей центральной части города и микрорайона «Прибрежный». Котельная обслуживает 5772 человека, обслуживаемая площадь составляет 268,7 тыс. кв.м. Котельная отапливает 142 жилых дома, общей площадью 136,2 тыс. квадратных метров.

В котельной установлены четыре угольных паровых котла марки КЕ-25-14С. Из них котлы ст. № 2 и ст. № 3 заменены в 2010г. и 2011 г. соответственно, №4 в 2020г.

Вертикально-водотрубные котлы имеют номинальную производительность 25 т/ч насыщенного пара при давлении 13 кг/см$^2$ (14,35 Гкал/ч), без пароперегревателей.

Примечание: на сегодняшний день котел № 1 выработал свой ресурс. В рабочем состоянии находятся КА № 2, №3 и №4, сведены в таблицу 1.3.

Используемое топливо – бурый уголь марки 3БР.

Со склада уголь подается бульдозером или погрузчиком на решетку приемного бункера. Через приемный бункер качающим питателем КЛ-80 подается на ленточный транспортер № 1 (первого подъема) производительностью 60 т/ч. Здесь уголь проходит под магнитной шайбой, где идет удаление металлических частей, которые при попадании в дробилку, ПМЗ и топку котла могут повредить вышеперечисленные механизмы.

Затем уголь сбрасывается в дробилку (валковую или щековую) и перемалывается до кусков размером 40-50 мм. Из дробилки измельченный уголь попадает на ленточный транспортер № 2 (второго подъема) производительностью 60 т/ч.

С транспортера второго подъема, с помощью плужковых сбрасывателей, уголь поступает в бункера котлов.

Из угольного бункера пневмомеханическими забрасывателями ЗП-600 уголь подается в топку котла, на решетку.

Котлы оборудованы слоевыми топками с решеткой обратного хода ТЧЗМ-2.7/5.6 с двумя пневмомеханическими забрасывателями типа ЗП-600.

По мере сгорания на движущейся решетке образуется шлак и сбрасывается в шлаковую ванну, заполненную водой. Воздух, необходимый для сжигания топлива, забирается дутьевыми вентиляторами типа ВДН-12.5 производительностью 34400 м$^3$/ч из помещения котельной, проходит через воздухоподогреватель, нагревается, подается под колосниковую решетку через воздушные зоны и в воздуховод под ПМЗ. Дутьевые зоны оборудованы регулирующими шиберами. Дутьевые вентиляторы установлены на каждом котлоагрегате.

По ходу дымовых газов, за топкой, установлена система возврата уноса – бункер и высоконапорный вентилятор для улавливания крупных частиц несгоревшего топлива и возврата их в топку для дожигания.

Далее дымовые газы проходят через трубчатый воздухоподогреватель ВП-228

и водяной экономайзер ЭБ1-646И из чугунных ребристых труб.

Очистка газов производится в циклонах БЦ-512.

Удаляются дымовые газы дымососами марок ДН-15 (КА №1) и ДН-17 (КА №2 и №3), расположенными в здании котельной, по газоходам, объединяющимся в общий газоход, через дымовую трубу высотой 104 м, диаметр 3 м.

***Таблица 1.3 - Характеристики котлоагрегатов***

| Марка | Год ввода в эксплуатацию | Станционный номер котла | Рабочее давление, кгс/см$^2$ | Номинальная производительность, тонн/час (Гкал/час) | Топочное устройство |
|---|---|---|---|---|---|
| КЕ-25-14С | Декабрь 1990 | 1 | 13 | 25 (14,35) | ТЧЗМ-2,7/5,6 |
| КЕ-25-14С | Декабрь 2011 | 2 | 13 | 25 (14,35) | ТЧЗМ-2,7/5,6 |
| КЕ-25-14С | Декабрь 2011 | 3 | 13 | 25 (14,35) | ТЧЗМ-2,7/5,6 |
| КЕ-25-14С | Январь 2020 | 4 | 13 | 25 (14,35) | ТЧЗМ-2,7/5,6 |

Установленная мощность котельной составляет 43,05 Гкал/час (котел № 1 находится в нерабочем состоянии, выработал своей ресурс). После замены котла № 1 запас установленной мощности котельной позволит присоединить к себе дополнительных потребителей, а также использоваться в качестве резервного источника для других районов города.

Котельная обеспечивает тепловой энергией жилой фонд, объекты соцкультбыта, бюджетные, коммерческие организации Центрального микрорайона.

Котельной отпускается тепловая энергия в виде горячей воды с температурным графиком 95-70°С и насыщенного пара с давлением 2-6 кгс/см$^2$.

Протяженность водяных тепловых сетей составляет около 18,2 км, и протяженность паропровода от котельной до «Центрального» теплового пункта – 0,683 км в одной трубе. Конденсат от «Центрального» теплового пункта в котельную не возвращается, а используется на подпитку водяной тепловой сети.

Насосное оборудование котельной состоит из 2-х групп сетевых насосов и одной группы питательных насосов.

1-я группа сетевых насосов снабжена одним насосом 1Д-500-63 и двумя насосами Д-315-71. Эта группа работает в контуре тепловой сети Центральной части города и обеспечивает тепловой энергией часть жилых, производственных и прочих зданий. Кроме этого, теплоноситель поступает на «Центральный» тепловой пункт для подогрева и дальнейшей передачи в отдаленные части города.

2-я группа сетевых насосов работает в контуре теплотрассы «Восточного луча» прибайкальской стороны и снабжена двумя насосами 1Д-200/90 производительностью 200 м$^3$/час каждый.

Зона теплоснабжения от Центральной котельной разделена на три гидравлически независимых контура: центральный, восточный и ЦТП. Центральная и восточная часть потребителей получают тепловую энергию по отдельным водяным тепловым сетям, от сетевых насосов, установленных в Центральной котельной. Потребители

третьего контура получают тепловую энергию в виде горячей воды через ЦТП, теплоносителем для которого является отпускаемый котельной пар.

Отпуск пара котельной осуществляется одному промышленному потребителю.

Насосное оборудование котельной состоит из 2-х групп сетевых насосов и одной группы питательных насосов.

1-я группа сетевых насосов снабжена одним насосом Д-500-63 и двумя насосами Д-315-71. Эта группа работает в 1-ом контуре тепловой сети Центральной части города и обеспечивает тепловой энергией часть жилых, производственных и прочих зданий, находящихся в этой части.

2-я группа сетевых насосов работает в контуре теплотрассы «Восточного луча» прибайкальской стороны и снабжена двумя насосами 4Д-290 производительностью 200 м3/час каждый.

Потребители 3-его контура теплосети, как сказано выше, обеспечиваются теплоэнергией от Центрального Теплового Пункта. Здесь установлено два пароводяных теплообменника (ПСВ-315-14-23). Насосная группа состоит из трех сетевых насосов, двух Д 630-90 и одного Д 200-36. Подпитка теплосети контура ЦТП осуществляется из тепловых сетей Центрального контура и конденсатом, который собирается в накопительную емкость.

Присоединенная нагрузка потребителей составляет 29,601 Гкал/час.

Нормативные потери в сетях составляют 15036,4 Гкал/час.

Расход топлива за 2020 год составляет – 36456,89 тонн угля.

Фактическая норма расхода натурального топлива – 0,3401 т.н.т./Гкал.

Фактический расход условного топлива за 2021-2022 год – 18816,1 т.у.т. В настоящее время этот показатель высчитывается на основании фактически затраченного топлива и объема тепловой энергии, указанной в счетах на оплату. Фактическую выработку и отпуск тепловой энергии возможно будет узнать после установки приборов учета тепловой энергии.

За время эксплуатации оборудование котельной устаревает. В настоящее время паровой котел № 1 выработал свой эксплуатационный срок, который продлен до 2022 года.

Водоснабжение котельной осуществляется от городского центрального водозабора - подземного источника «Штольня».

Для питания паровых котлов осуществляется предварительная водоподготовка. Сырая (исходная) вода из трубопровода исходной воды направляется в пароводяной подогреватель исходной воды ПП1-24-7-2, подогревается до 30-40 градусов.

После подогрева исходная вода поступает в Na-катионитные фильтры 1-ой ступени ФИПа I-1,5-0,6 Na. В них вода умягчается – до значения жесткости 0,2 мг*экв/л. Обрабатываемая вода пропускается через слой помещенного в фильтр катионита КУ-2-8. При прохождении воды через слой катионита содержащиеся в жесткой воде накипеобразующие соли кальция и магния в процессе ионного обмена

преобразуются в соли натрия, легкорастворимые в воде.

Затем направляется в фильтры второй ступени ФИПа I-1,0-0,6 Na. В фильтрах 2-ой ступени вода умягчается до значения общей жесткости 0,02 мг*экв/л.

При «срабатывании» фильтра - достижении остаточной жесткости в умягченной воде более 0,2 мг*экв/л в первой и 0,02 мг*экв/л во второй ступени – аппаратчик отключает фильтр из рабочей схемы на регенерацию (восстановление обменной способности катионита).

Умягченная вода после 2-ой ступени фильтров подогревается в пароводяном подогревателе химочищенной воды ПП1-32-7-2 до температуры 60-80 градусов и поступает в питательный деаэратор ДА-100.

Конденсат после всех пароводяных подогревателей, установленных внутри котельной, по отдельным трубопроводам возвращается в питательный деаэратор.

Возврат конденсата от потребителей пара не предусмотрен.

В питательном деаэраторе вода нагревается паром до 102-104 градусов, освобождается от растворенных в ней газов.

Из деаэратора полученная питательная вода подается в котлы КЕ 25-124С питательными насосами ЦНС(Г) 60-198 (в группе три насоса).

Для выполнения требований эксплуатации паровых котлов во время работы котла ежесменно производится периодическая продувка из нижних коллекторов путем открывания имеющихся вентилей на продувочных трубопроводах.

Кроме периодической, производится непрерывная продувка из верхнего барабана через сепаратор непрерывной продувки.

В котельной установлены пробоотборники - для отбора проб с целью контроля качества исходной, питательной, котловой воды, а также конденсата из пароводяных подогревателей.

Таким образом, на всех этапах докотловой обработки воды, процесса работы котлов, установлен контроль за водно-химическим режимом работы котельной. Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2017-2018 гг. представлены в таблице 1.4, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

***Таблица 1.4 – Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2020 котельная «Центральная»***

| Показатели | Значения показателей | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2018 г. | | 2019 г. | | 2020 г. | |
| | план | отчет | план | отчет | план | отчет |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Производство тепловой энергии, Гкал | н/д | 91989,45 | н/д | 93032,46 | н/д | 106987,3 |
| Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал | н/д | 201,29 | н/д | 204,8 | н/д | 204,8 |
| Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал | н/д | 4097,12 | н/д | 4097,12 | н/д | 4097,12 |
| Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал | н/д | 87892,33 | н/д | 88935,34 | н/д | 102890,2 |
| Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал | 199,8 | 210,67 | н/д | 196,6 | н/д | 196,6 |

### 1.2.2.2. Котельная «РУДО»

Котельная «Рудо» построена в 1950 году.

Котлы заменены в 1988 – 1989 годах. Котельная обслуживает 2127 человек, обслуживаемая площадь составляет 40,4 тыс. кв.м. Котельная отапливает 49 жилых домов, общей площадью 39,1 тыс. квадратных метров

В настоящее время в котельной «РУДО» установлены три угольных паровых котла: два марки КЕ-10-14С (станционные №1 и №3) и один - КЕ-6.5-14С (станционный №2) введенными в эксплуатацию в 1990 и 1992 году, и 1 паровым котлом марки КЕ 6,5-14С стац.№ 2, введенном в эксплуатацию в 1989 году. Котлы имеют номинальную производительность 10 и 6,5 т/ч насыщенного пара соответственно, при давлении 13 кг/см$^2$. Вертикально-водотрубные котлы имеют номинальную производительность 5,6, 5,6, 3,64 Гкал/ч, без пароперегревателей.

Установленная мощность котельной 15,211 Гкал/ч.

Котлы оборудованы слоевыми топками с решеткой обратного хода с пневмомеханическими забрасывателями (ПМЗ) типа ЗП- 600. При этом марка топок, установленных на котлах ст. № 1, ст.№ 3 - ТЧЗМ-2,8/3,0, на котле ст. №2 – ТЧЗМ 1,8/3,0. приведены в таблице 1.5.

***Таблица 1.5 - Характеристики котлоагрегатов котельной «РУДО»***

| Марка | Год ввода в эксплуатацию | Станционный номер котла | Рабочее давление, кгс/см$^2$ | Номинальная производительность, тонн/час (Гкал/час) | Топочное устройство |
|---|---|---|---|---|---|
| КЕ-10-14С | июн. 1992 | 1 | 13 | 10 (5,6) | ТЧЗМ-2,8/3,0 |
| КЕ-6,5-14С | сен. 1989 | 2 | 13 | 6,5 (3,65) | ТЛЗМ-1,8/3,0 |
| КЕ-10-14С | дек. 1990 | 3 | 13 | 10 (5,6) | ТЧЗМ-2,8/3,0 |

Используемое топливо – бурый уголь марки 3БР.

С центрального склада уголь подвозится автотранспортом на площадку котельной. Периодически бульдозером подталкивается к месту погрузки на

транспортер.

Здесь погрузочной машиной ПНБ-2 уголь загружается на транспортерную ленту шириной 500 мм (транспортер № 1). С ленточного транспортера № 1 уголь поступает в дробилку СМД 186, дробится, и ссыпается на следующий ленточный транспортер № 2. По транспортеру № 2 уголь направляется к бункерам котлов. С помощью плужковых сбрасывателей засыпается в угольные бункера котлов.

Из угольного бункера пневмомеханическими забрасывателями (ПМЗ) топливо подается в топку котлов.

По мере сгорания на движущейся решетке образуется шлак и сбрасывается в шлаковый канал. Воздух, необходимый для сжигания топлива, забирается дутьевыми вентиляторами типа ВДН-12,5 производительностью 34400 $м^3$/ч.

Из помещения котельной, подается под колосниковую решетку через воздушные зоны и в воздуховод под ПМЗ.

Дутьевые зоны оборудованы регулирующими шиберами.

По ходу дымовых газов, за топкой, установлена система возврата уноса – бункер и высоконапорный вентилятор для улавливания крупных частиц несгоревшего топлива и возврата их в топку для дожигания.

Далее дымовые газы проходят через экономайзер из чугунных ребристых труб ЭБ 208 (№2), и ЭБ 330И (№1, №3), затем через индивидуальные золоуловители БЦ-2-5х(3+2), которые расположены в здании котельной.

Удаляются уходящие газы дымососами марок ДН-15, расположенному на улице, по системе переключающихся шиберами газоходов, объединяющихся в общий газоход, через дымовую трубу высотой 40 м, диаметр устья 1420 мм.

Общая установленная мощность котельной составляет 15,211 Гкал/час. Присоединенная тепловая нагрузка потребителей – 6,785 Гкал/час. Запас установленной мощности котельной позволяет присоединить к себе дополнительных потребителей, а также использоваться в качестве резервного источника для других районов города.

Нормативные потери в сетях составляют 5937,06 Гкал.

Котельная укомплектована двумя сетевыми насосами марки Д 315/70. Расход топлива составляет 6691,82 тонны угля. Норма расхода условного топлива составляет 6506,59 т.н.т.

Фактический расход условного топлива за 2020 год – 4488,99 т.у.т. Прибор учета тепловой энергии в наличии.

Общая протяженность тепловых сетей по микрорайону «Рудо» составляет 8,98 км. Состав и производительность установок докотловой обработки воды:

- Марка фильтров ФИПа 1-1,0-0,6-Na-2,

Количество фильтров – 2 шт., заполнены катионитом КУ-2-8. Производительность каждого фильтра 18,1 м3/ч. Общая производительность фильтров 36,2 м3/ч

- Питательные баки – 2 шт. объемом 9 м$^3$. Это емкости, в которой собирается конденсат и химочищенная вода из фильтров перед подачей ее в котлы. Баки соединены между собой трубопроводами

- Солевой бак. Объем 1 м$^3$.

Водоснабжение котельной осуществляется от водозабора «Центральный».

Часть воды направляется в балки охлаждения топок котлов.

Другая часть воды, предназначенная для восполнения потерь пара и конденсата в котловом контуре котельной, проходит подготовку в натрий-катионитовых фильтрах ХВО.

Сырая вода из трубопровода исходной воды поступает в фильтры ФИПа I-1,0-0,6 Na.

В фильтрах вода умягчается до значения общей жесткости 0,02 мг*экв/л. Для умягчения обрабатываемая вода пропускается через слой помещенного в фильтр катионита. При прохождении воды через слой катионита в фильтре содержащиеся в жесткой воде накипеобразующие соли кальция и магния в процессе ионного обмена преобразуются в соли натрия, легкорастворимые в воде.

При «срабатывании» - достижении остаточной жесткости в умягченной воде 0,02 мг*экв/л - фильтр отключается аппаратчиком из рабочей схемы на регенерацию (восстановление обменной способности катионита). В процессе регенерации проводятся взрыхление, пропуск предварительно подготовленного в солевом баке Ду-700 раствора поваренной соли, отмывка. По окончании процесса регенерации фильтр снова готов к работе.

Химочищенная вода поступает в питательные баки. Сюда же поступает конденсат из пароводяных подогревателей.

Из баков полученная питательная вода подается в котлы питательными насосами ЦНСГ 38-176 (в группе три насоса).

Для выполнения требований эксплуатации паровых котлов во время работы котла ежесменно производится периодическая продувка из нижних коллекторов путем открывания имеющихся вентилей на продувочных трубопроводах.

Кроме периодической, производится непрерывная продувка из нижнего барабана.

В котельной установлены пробоотборники - для отбора проб с целью контроля качества исходной, питательной, котловой воды, а также конденсата из пароводяных подогревателей.

Таким образом, на всех этапах докотловой обработки воды, процесса работы котлов, установлен контроль за водно-химическим режимом работы котельной.

В котлах котловая вода нагревается энергией сгорающего топлива, происходит образование пара.

Пар из барабанов котлов поступает в «Трубопровод пара от котлоагрегатов ст. №1, №2, №3 на подогреватели Б1, Б2, Б3 и на хоз. нужды». По этому основному

трубопроводу пар направляется в пароводяные теплообменники для нагрева сетевой воды.

В котельной установлено по одному теплообменнику - на контур теплотрассы «город» - 3ВП-2-80-1,1/1,6, и контур теплотрассы «Школьная» - 3ГП-2-80-1,1/1,6.

Тепловая сеть котельной «Рудо» - водяная, двухтрубная, разделена на два гидравлически независимых контура. Обеспечение нагрузки ГВС осуществляется отбором теплоносителя по открытой схеме с присоединением объектов по зависимой схеме. В котельной имеются две группы сетевых насосов (Д 315-71) - контура «город» и контура «Школьная».

Подпитка теплосети производится водой, подогретой в балках охлаждения котлов.

Шлакозолоудаление мокрое.

Система ШЗУ состоит из шлакового бассейна, системы каналов и циркуляционного багерного насоса 6ШГ-8 (2шт). Шлак и зола из топок котлов падает в свои шлаковые каналы. Зола из бункеров золоуловителей и экономайзеров смывается водой тоже в шлаковые каналы.

Из каналов шлакозоловая смесь уносится водой в бассейн, расположенный на улице.

По мере необходимости погрузочной техникой шлак выгружается из бассейна на шлаковую площадку. Отсюда грузится в автомашины и вывозится.

Все котлы оборудованы термометрами, манометрами и указателями уровня воды в барабанах, автоматами питания, системой регулировки скорости решетки и подачи дутья.

Установлены приборы и системы контроля, управления, сигнализации и противоаварийной защиты технологических процессов.

Показания приборов и системы управления работой котлов выведены на щиты у котлов.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2017-2018 гг. представлена в таблице 2.6, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

***Таблица 1.6 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2020 гг. котельная «Рудо»***

| Показатели | Значения показателей | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2018 г. | | 2019 г. | | 2020 г. | |
| | план | отчет | план | отчет | план | отчет |
| Производство тепловой энергии, Гкал | н/д | 21009,31 | н/д | 19866,08 | н/д | 18920,08 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Средневзвешенный удельный расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал | н/д | 207,7 | н/д | 204,8 | н/д | 204,8 |
| Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал | н/д | 808,4 | н/д | 808,4 | н/д | 808,4 |
| Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал | н/д | 20134,18 | н/д | 19057,68 | н/д | 18111,68 |
| Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал | н/д | 216,94 | н/д | 204,6 | н/д | 204,6 |

Из данной таблицы видно, что производство тепловой энергии растет из-за появления новых абонентов, расход топлива колеблется из-за разных режимов загрузки котлов, качества топлива и условий его сжигания.

### 1.2.2.3. Котельная «ПЕРЕВАЛ»

Котельная «Перевал» была введена в эксплуатацию в 1977 году. Котельная снабжает теплом микрорайон «Квартал» и построенный в 2015 году микрорайон «Березовый».

К котельной присоединено 92 дома, 2 детских сада, Дом культуры «Перевал», Спортивно-оздоровительный комплекс, библиотека и другие объекты соцкультбыта.

С 2013 года по очереди заменены выработавшие срок службы паровые котлы:

КА №1 – в 2014 году, КА №2 – в 2015 году, КА №3 – 2012 году.

В настоящее время в котельной установлены три угольных паровых котла

КЕ 6,5 – 14 С. Суммарная установленная мощность составляет 11,193 Гкал/ч.

Вертикально-водотрубные котлы имеют номинальную производительность 6,5 т/ч насыщенного пара при давлении 13 кг/см2 (3,73 Гкал/ч), без пароперегревателей.

Котлы оборудованы слоевыми топками с решеткой обратного хода ТЛЗМ-1,8/2,7 с пневмомеханическими забрасывателями (ПМЗ) типа ЗП-600. Марки, характеристики, даты установки котлов, тип топочного устройства приведены в таблице 1.7.

***Таблица 1.7- Характеристики котлоагрегатов***

| Марка | Год ввода в эксплуатацию | Станционный номер котла | Рабочее давление, кгс/см$^2$ | Номинальная производительность, тонн/час (Гкал/час) | Топочное устройство |
|---|---|---|---|---|---|
| КЕ-6,5-14С | 2014 | 1 | 13 | 6,5 (3,731) | ТЛЗМ-1,87/3,0 |
| КЕ-6,5-14С | 2015 | 2 | 13 | 6,5 (3,731) | ТЛЗМ-1,87/3,0 |
| КЕ-6,5-14С | 2012 | 3 | 13 | 6,5 (3,731) | ТЛЗМ-1,87/3,0 |

Используемое топливо – бурый уголь марки 3БР.

С центрального склада уголь подвозится автотранспортом на площадку котельной. Периодически бульдозером подталкивается с боков на скреперную

дорожку. Ковшом скрепера уголь подается на решетку приемного бункера дробилки углеподачи.

В дробилке СМ-166А дробится, и ссыпается на ленточный конвейер В-500. По конвейеру уголь направляется к бункерам котлов. С помощью плужковых сбрасывателей, засыпается в угольный бункер. Отсюда пневмомеханическими забрасывателями (ПМЗ) подается в топку котлов.

По мере сгорания на движущейся решетке образуется шлак и сбрасывается в шлаковый канал, проходящий под топками всех котлов.

Воздух, необходимый для сжигания топлива, забирается дутьевыми вентиляторами типа ВДН-8 производительностью 26000 м$^3$/ч.

Из помещения котельной, подается под колосниковую решетку через воздушные зоны и в воздуховод под ПМЗ.

Дутьевые зоны оборудованы регулирующими шиберами.

По ходу дымовых газов, сзади топки, установлена система возврата уноса - бункер и высоконапорный вентилятор для улавливания крупных частиц несгоревшего топлива и возврата их в топку для дожигания.

Дымовые газы от котлов проходят через экономайзеры из чугунных ребристых труб ЭБ 2-177. Затем через индивидуальные золоуловители БЦ-2-4Х(3+2), которые расположены в здании котельной.

Удаляются дымовые газы дымососами марок ДН-15, расположенными на улице, по системе переключающихся шиберами газоходов, объединяющейся в общий газоход, через дымовую трубу высотой 46 м, диаметр устья 1420 мм.

Состав и производительность установок докотловой обработки воды:

- Водоводяной подогреватель исходной воды.

- Фильтры химводоочистки марки ФИПа 1-1,0-0,6-Na-2, производительность каждого 18,1 м3/час,

Количество фильтров - 4 шт, заполнены катионитом КУ-2-8;

Общая производительность фильтров 72,4 м3

Фильтры обвязаны системой трубопроводов, позволяющей подключать их в работу и по первой, и по второй ступени.

- Питательный бак объемом 8 м$^3$. Деаэрация воды пока не производится. Но монтируется Деаэратор ДА- 50.

- Солерастворитель. Объем 2,5 м$^3$.

Водоснабжение котельной происходит из артезианских скважин, расположенных на «промплощадке» карьера «Перевал».

Для питания паровых котлов осуществляется предварительная водоподготовка.

Сырая (исходная) вода из трубопровода исходной воды направляется в водоводяной подогреватель исходной воды, подогревается до 30-40 градусов.

После подогрева исходная вода поступает в Na-катионитные фильтры 1-ой ступени. В них вода умягчается – до значения жесткости 0,2 мг*экв/л.

Обрабатываемая вода пропускается через слой помещенного в фильтр катионита КУ-2-8. При прохождении воды через слой катионита содержащиеся в жесткой воде накипеобразующие соли кальция и магния в процессе ионного обмена преобразуются в соли натрия, легкорастворимые в воде.

Затем вода направляется в фильтры второй ступени В фильтрах 2-ой ступени вода умягчается до значения общей жесткости 0,02 мг*экв/л.

При «срабатывании» фильтра - достижении остаточной жесткости в умягченной воде более 0,2 мг*экв/л в первой и 0,02 мг*экв/л во второй ступени – аппаратчик отключает фильтр из рабочей схемы на регенерацию (восстановление обменной способности катионита).

Умягченная вода после 2-ой ступени фильтров поступает в питательный бак объемом 8 м3.

Конденсат после всех пароводяных подогревателей, установленных внутри котельной, по отдельным трубопроводам возвращается в питательный бак.

Из бака полученная питательная вода подается в котлы КЕ 6,5-14С питательными насосами ЦНСГ 38-176 (в группе два насоса).

Для выполнения требований эксплуатации паровых котлов во время работы котла ежесменно производится периодическая продувка из нижних коллекторов путем открывания имеющихся вентилей на продувочных трубопроводах.

Кроме периодической, производится непрерывная продувка из нижнего барабана.

В котельной установлены пробоотборники - для отбора проб с целью контроля качества исходной, питательной, котловой воды, а также конденсата из пароводяных подогревателей.

Таким образом, на всех этапах докотловой обработки воды, процесса работы котлов, установлен контроль за водно-химическим режимом работы котельной.

В котлах котловая вода нагревается энергией сгорающего топлива, происходит образование пара.

Пар из барабанов котлов поступает в Трубопровод пара от котлоагрегатов ст. №1, №2, №3 до главного коллектора. Затем пар по Трубопроводу пара от главного коллектора до подогревателей Б1, Б2 – направляется в пластинчатые теплообменники Ридан НН43 и сетевые пароводяные подогреватели 4-ВП-2-200-0,6/1,4.

Сетевая вода после пароводяных подогревателей поступает в Верхний тепловой пункт, расположенный отдельно от котельной, и направляется насосами типа 1СД 160 – 45 или Д 200-36 в Нижний тепловой пункт (НТП). НТП расположен в микрорайоне «Перевал» («Квартал). В НТП вода из котельной является греющей в водоводяных подогревателях. После прохождения водоводяных подогревателей вода качающими насосами возвращается в Верхний ТП котельной.

Отпуск потребителям теплоэнергии на отопление и горячее водоснабжение происходит из Нижнего ТП.

Обеспечение нагрузки ГВС потребителей осуществляется отбором теплоносителя из тепловой сети по открытой схеме.

Шлакозолоудаление мокрое. Шлак и зола из топок котлов падает в шлаковый канал. Зола из бункеров золоуловителей и экономайзеров смывается водой тоже в шлаковый канал.

С помощью скребкового транспортера шлак и зола по каналу удаляется в шлаковый бассейн, расположенный на улице. Для циркуляции в шлаковом бассейне установлены грязевые насосы СД100/65 - 2 шт.

По мере необходимости погрузочной техникой шлак из бассейна грузится в автомашины и вывозится.

Все котлы оборудованы термометрами, манометрами и указателями уровня воды в барабанах, автоматами питания, системой регулировки скорости решетки и подачи дутья.

Установлены приборы и системы контроля, управления, сигнализации и противоаварийной защиты технологических процессов. Показания приборов и системы управления работой котлов выведены на щиты у котлов.

Котельная «Перевал» имеет 2 тепловых пункта: «Верхний» и «Нижний». «Верхний» тепловой пункт укомплектован двумя сетевыми насосами марки СД-160/45 и одним насосом Д 200-36. Они используются для перекачки теплоносителя на «Нижний» тепловой пункт.

«Нижний» тепловой пункт укомплектован тремя сетевыми насосами 1-го контура и двумя сетевыми насосами 2-го контура: сетевые насосы 1-го контура – К 100-65-250 - 2 шт. – необходимы для возврата воды на котельную в связи с высоким перепадом высот; сетевые насосы 2-го контура – Д 200 и Д 500– для циркуляции сетевой воды в контуре микрорайона Квартал и контуре микрорайона «Березовый».

В связи с многоконтурностью системы теплоснабжения, наличием промежуточного теплового пункта «Верхний», большим объемом теплопотерь из-за высокой протяженности (более 4-х километров), ограниченной пропускной способности контура от котельной «Перевал» до теплового пункта «Нижний», а так же вследствие зауженного диаметра трубопровода (диаметр Ду200 мм, при минимально необходимом Ду300 мм), наблюдается нехватка объема теплоносителя для передачи тепловой энергии на теплообменном оборудовании теплового пункта «Нижний».

Подпитка тепловой сети от «Нижнего» теплового пункта происходит водой хозяйственно-питьевого качества без деаэрации.

Расход топлива котельной составляет 9652,55 тонны угля за 2020 год.

Нормативный расхода топлива составляет 0,3457 т.н.т./Гкал.

Фактический расход условного топлива составил в 2020 г. – 7279,16 т.у.т.

Общая протяженность тепловых сетей от котельной «Перевал» составляет 8,2 км.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы

котельной за 2017-2018 гг. представлена в таблице 1.8, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

***Таблица 1.8 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2020 гг. котельная «Перевал»***

| Показатели | Значения показателей | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2018 г. | | 2019 г. | | 2020 г. | |
| | план | отчет | план | отчет | план | отчет |
| Производство тепловой энергии, Гкал | н/д | 37341,29 | н/д | 30741,41 | н/д | 27946,736 |
| Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал | н/д | 1286,01 | н/д | 1286,01 | н/д | 1286,01 |
| Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал | н/д | 36055,28 | н/д | 29455,4 | н/д | 26660,726 |
| Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал | н/д | 224,77 | н/д | 199,8 | н/д | 199,8 |

Из данной таблицы видно, что производство тепловой энергии зависит от погодных условий, расход топлива колеблется из-за разных режимов загрузки котла, качества топлива и условий его сжигания.

Одним из заданий концессионеру, в соответствии с приложением №3 к концессионному соглашению №05-52-10/18 от 11.07.2018 года, в части реконструкции существующих котельных, является монтаж котла КЕ-6,5-14С №4 на котельной «Перевал».

В летний период 2020-2021 года на котельной, силами ООО «УКС», при поддержке Администрации Слюдянского городского муниципального образования, проведена масштабная реконструкция газовоздушного тракта котлов, системы подпитки котлов, установлен подогреватель подпитки сетевой воды, изменена схема циркуляции нагреваемой воды через теплообменные аппараты путем последовательного их подключения и на протяжении всего отопительного сезона 2021-2022 года в эксплуатации одновременно находились только 2 единицы, даже в период пиковых нагрузок. Температурный график котельной «Перевал» - от +70 °С в подающем трубопроводе при температуре наружного воздуха +10 °С и до +110 °С в подающем трубопроводе при температуре наружного воздуха -28 °С и ниже.

На данный момент мощности котельной «Перевал» хватает для обеспечения потребностей всех потребителей тепловой энергии в полном объеме, в то же время, при увеличении присоединенной нагрузки, в том числе и при запуске нового здания бассейна, решающее значение в настоящее время будет иметь не монтаж дополнительной котловой ячейки №4 на котельной «Перевал», а увеличение пропускной способности трубопроводов второго контура путем полной замены трубопроводов от теплового контура «Верхний» до теплового пункта «Нижний» с

увеличением диаметра.

### 1.2.2.4. Котельная «СТРОЙКА»

Котельная «Стройка» была введена в эксплуатацию в 1970 г. без проекта, и в процессе эксплуатации неоднократно подвергалась изменениям, теплоснабжение микрорайона «Стройка» в настоящее время является остро стоящей проблемой в системе теплоснабжения Слюдянского городского муниципального образования.

После замены котельных ячеек №1 и №2 КВм-1,16 на один котел КВм-2,5-95ШП в летний период 2021 года котельная оснащена одним водогрейным котлом марки КВм-2,5-95ШП (2,15 Гкал/час) и тремя котлами марки КВм-1,25-95ШП (1,074 Гкал/час). Характеристики котлов приведены в таблице 1.9.

Общая установленная мощность котельной 5,372 Гкал/ч при суммарной присоединенной нагрузке 3,776 Гкал/час. Не смотря на расчётный профицит мощности в 30 %, в отопительный период с середины октября и по апрель в постоянной эксплуатации находится 4 котла, котельная работает без резерва, выход из строя любой из котловых ячеек в этот период (особенно котла КВм-2,5-95ШП, так как он несет большую часть нагрузки) существенно сказывается в сторону ухудшении теплоснабжения. В соответствии с температурным графиком работы котельной, при температуре наружного воздуха от -18 °С и до -28 °С, температура теплоносителя в подающей линии должна составлять от +65 °С и до +75 °С, что реализуемо при текущем состоянии котлового оборудования, но не позволяет обеспечить резерв котлового оборудования.

***Таблица 1.9 - Характеристики котлоагрегатов***

| Марка | Год ввода в эксплуатацию | Станционный номер котла | Рабочее давление, кгс/см$^2$ | Номинальная производительность, Гкал/час | Топочное устройство |
|---|---|---|---|---|---|
| КВм-2,5-95ШП | 2021 | 1 | Не выше 7,0 | 2,15 | ТШПМ 2,5 |
| КВм-1,25-95ШП | 2019 | 3 | Не выше 7,0 | 1,074 | ТШПМ 1,45 |
| КВм-1,25-95ШП | 2018 | 4 | Не выше 7,0 | 1,074 | Механическая моноблочная с неподвижной решеткой с поворотными колосниками и механической загрузкой топлива |
| КВм-1,25-95ШП | 2020 | 5 | Не выше 7,0 | 1,074 | |

С 2018 года, силами концессионера ООО «УКС», на котельной «Стройка» проводится реконструкция, включающая в себя монтаж трех новых котлов КВм-1,25 и одного котла КВм-2,5 со вспомогательным оборудованием.

В котельной микрорайона «Стройка» существует одноконтурная система теплоснабжения (контур тепловой сети). Котельная укомплектована тремя

сетевыми насосами Д-315-70.

Расход топлива за 2020 год составляет 5387,81 тонны угля. Норматив расхода топлива составляет 0,4221 т.н.т./Гкал.

Фактический удельный расход условного топлива в 2020 г. – 2979,09 т.у.т.

Общая протяженность тепловых сетей составляет 2,945 км.

В 2021г. на котельной «Стройка» была установлена система химводоподготовки в технологической схеме на базе комплексонатной установки.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2018-2020 гг. представлена в таблице 1.10, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

***Таблица 1.10 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2020 гг. котельная «Стройка».***

| Показатели | Значения показателей | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2018 г. | | 2019 г. | | 2020 г. | |
| | план | отчет | план | отчет | план | отчет |
| Производство тепловой энергии, Гкал | н/д | 11774,18 | н/д | 12164,6 | н/д | 12772,83 |
| Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал | н/д | 254,16 | н/д | 204,8 | н/д | 204,8 |
| Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал | н/д | 157,11 | н/д | 157,11 | н/д | 157,11 |
| Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал | н/д | 11617,07 | н/д | 12007,49 | н/д | 12615,72 |
| Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал | н/д | 256,98 | н/д | 244 | н/д | 244 |

Из года в год явно растет норматив удельного расхода топлива на выработку и отпуск тепловой энергии. Этот рост обусловлен повышенным износом оставшегося не заменённым оборудования и периодическим выходом его из строя. Самым оптимальным вариантом решения проблемы является глубокая модернизация котельной, включающая в себя демонтаж водяных котлов КВр-1,16 (1,25) №1, №2 и №3 и монтаж двух котлов типа КВм-2,5-95ШП мощностью 2,15 Гкал/час каждый, с переоборудованием систем топливоподачи, автоматики, шлакозолоудаления. Данное мероприятие позволит не только заменить изношенное оборудование, но и получить резерв мощности, который возможно направить на теплоснабжение объектов микрорайона «Перевал» (Школа №2, МКД по адресу ул. Куприна №50, и №40).

### 1.2.2.5. Котельная «СМП»

Котельная введена в эксплуатацию в 1977 году.

Общая установленная мощность котельной «СМП» - 3,5 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 2,004 Гкал/час. Котельная имеет один резервный котел на случай аварии в пиковые морозы.

Характеристики котлов приведены в таблице 1.11.

***Таблица 1.11- Характеристики котлоагрегатов***

| Марка | Год ввода в эксплуатацию | Станционный номер котла | Рабочее давление, кгс/см$^2$ | Номинальная производительность, Гкал/час | Топочное устройство |
|---|---|---|---|---|---|
| КВм-1,16(1,0) | 2016 (2020 год посл.кап.ремонта) | 1 | Не выше 7,0 | 1,0 | ТШПМ 1,45. Механическая моноблочная с неподвижной решеткой с поворотными колосниками и механической загрузкой топлива |
| КВм-1,16(1,0) | 2010 | 2 | Не выше 7,0 | 1,0 | |
| КВм-1,16 (1,0) | 2007 | 3 | Не выше 7,0 | 1,0 | |
| КВр-0,6 | 2013 | 4 | Не выше 7,0 | 0259 | С неподвижной решеткой и ручной |

Котельная укомплектована двумя сетевыми насосами для систем отопления и вентиляции Д-200-90, двумя сетевыми насосами на горячее водоснабжение К 100-65-200.

Расход топлива за 2020 год составляет – 2440,35 тонны угля.

Норматив расхода топлива составляет – 0,413 т . н .т./Гкал.

Фактический расход условного топлива за 2020 год 1661,37 т.у.т.

Протяженность тепловых сетей микрорайона - 3,03 км.

Теплоноситель – горячая вода с параметрами на отопление – 75-60 °С, горячее водоснабжение – 60 °С.

На протяжении последних 5 лет котельная «СМП» обеспечивает стабильным теплоснабжением потребителей микрорайона.

В 2021г. на котельной «Стройка» была установлена система химводоподготовки в технологической схеме на базе комплексонатной установки.

Отсутствие циклонов на котельной приводит к преждевременному износу тягодутьевого оборудования и загрязнению окружающей среды.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2018-2020 гг. представлена в таблице 1.12, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

***Таблица 1.12 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2020 гг. котельная «СМП»***

| Показатели | Значения показателей | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2018 г. | | 2019 г. | | 2020 г. | |
| | план | отчет | план | отчет | план | отчет |
| Производство тепловой энергии, Гкал | н/д | 6099,49 | н/д | 5914,047 | н/д | 5914,05 |
| Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал | н/д | 229,08 | н/д | 204,8 | н/д | 204,8 |
| Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал | н/д | 122,18 | н/д | 122,18 | н/д | 122,18 |
| Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал | н/д | 5977,31 | н/д | 5791,867 | н/д | 5971,87 |
| Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал | н/д | 232,06 | н/д | 238,7 | н/д | 238,7 |

Из данной таблицы видно, что производство тепловой энергии зависит от погодных условий. Расход топлива колеблется из-за разных режимов загрузки котлов, качества топлива и условий его сжигания.

### 1.2.2.6. Котельная «Ростелеком»

Котельная «Ростелеком» была введена в эксплуатацию в 1962 г. Характеристики котлов приведены в таблице 1.13.

Общая установленная мощность котельной составляет 0,518 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 0,173 Гкал/час.

***Таблица 1.13- Характеристики котлоагрегатов***

| Марка | Год ввода в эксплуатацию | Станционный номер котла | Рабочее давление, кгс/см$^2$ | Номинальная производительность, Гкал/час | Топочное устройство |
|---|---|---|---|---|---|
| КВД | 2016 | 1 | Не выше 7,0 | 0,488 | С неподвижной решеткой и ручной |
| Универсал-6 | 1970 | 2 | Не выше 7,0 | 0,259 | |

Котельная укомплектована двумя сетевыми насосами К20/30 замененных в 2021 г.

Расход топлива за 2 год составляет 134,67 тонны угля.

Норматив расхода топлива составляет 0,3694 т.н.т./Гкал.

Фактический расход условного топлива в 2020 год – 143,421 т.у.т.

Общая протяженность тепловых сетей составляет 137 м.

Котельная оборудована минимальным набором измерительных приборов и автоматики, кроме того, отсутствует система химводоподготовки, что пагубно влияет на всю систему теплоснабжения от этой котельной.

Отсутствие циклонов на котельной приводит к загрязнению окружающей среды.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2018-2020 г.г. представлена в таблице 1.14, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

***Таблица 1.14 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2020 гг. котельная «Ростелеком»***

| Показатели | Значения показателей | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2018 г. | | 2019 г. | | 2020 г. | |
| | план | отчет | план | отчет | план | отчет |
| Производство тепловой энергии, Гкал | н/д | 548,01 | н/д | 466,30 | н/д | 423,91 |
| Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал | н/д | 229,08 | н/д | 204,8 | н/д | 204,8 |
| Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал | н/д | 27,72 | н/д | 27,72 | н/д | 27,72 |
| Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал | н/д | 520,29 | н/д | 438,58 | н/д | 396,19 |
| Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал | н/д | 232,06 | н/д | 256,4 | н/д | 256,4 |

Из данной таблицы видно, что производство тепловой энергии зависит от погодных условий. Расход топлива колеблется из-за разных режимов загрузки котлов, качества топлива и условий его сжигания

### 1.2.2.7. Котельная «Резерв»

Котельная «Резерв» была введена в эксплуатацию в 2000 г. Характеристики котлов приведены в таблице 1.15.

Общая установленная мощность котельной составляет 1,2 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 0,468 Гкал/час.

***Таблица 1.15 - Характеристики котлоагрегатов***

| Марка | Год ввода в эксплуатацию | Станционный номер котла | Рабочее давление, кгс/см$^2$ | Номинальная производительность, Гкал/час | Топочное устройство |
|---|---|---|---|---|---|
| КВр-0,6КБ | 2014 | 1 | Не выше 7,0 | 0,6 | С неподвижной решеткой и ручной |
| КВр-0,6КБ | 2014 | 2 | Не выше 7,0 | 0,6 | |

Котельная укомплектована двумя сетевыми насосами К20/30.

Расход топлива за 2020 год составляет 888,81 тонны угля. Норматив расхода топлива составляет 0,4056 т.н.т./Гкал.

Фактический расход условного топлива в 2020 г. – 385,15 т.у.т. Общая протяженность тепловых сетей составляет 520 м.

Котельная оборудована минимальным набором измерительных приборов и автоматики, кроме того, отсутствует система химводоподготовки, что пагубно влияет на всю систему теплоснабжения от этой котельной.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2018-2020 гг. представлена в таблице 1.16, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

***Таблица 1.16 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2020 гг. котельная "Резерв"***

| Показатели | Значения показателей | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2018 г. | | 2019 г. | | 2020 г. | |
| | план | отчет | план | отчет | план | отчет |
| Производство тепловой энергии, Гкал | н/д | 1367,46 | н/д | 2094,22 | н/д | 2722,48 |
| Средневзвешенный удельный расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал | н/д | 216,48 | н/д | 204,8 | н/д | 204,8 |
| Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал | н/д | 17,53 | н/д | 17,53 | н/д | 17,53 |
| Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал | н/д | 1349,93 | н/д | 2076,69 | н/д | 2704,95 |
| Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал | н/д | 223,5 | н/д | 254,5 | н/д | 254,5 |

Из данной таблицы видно, что производство тепловой энергии растет из-за подключения новых абонентов. Расход топлива колеблется из-за разных режимов загрузки котлов, качества топлива и условий его сжигания.

### 1.2.2.8. Котельная «Собственная база»

Котельная «Собственная база» была введена в эксплуатацию в 1970 г. Характеристики котлов приведены в таблице 1.17.

Общая установленная мощность котельной составляет 0,469 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 0,241 Гкал/час.

***Таблица 1.17 - Характеристики котлоагрегатов***

| Марка | Год ввода в эксплуатацию | Станционный номер котла | Рабочее давление, кгс/см$^2$ | Номинальная производительность, Гкал/час | Топочное устройство |
|---|---|---|---|---|---|
| КВД | 2015 | 1 | Не выше 7,0 | 0,488 | С неподвижной решеткой и ручной загрузкой топлива |
| Универсал-6 | 1970 | 2 | Не выше 7,0 | 0,259 | |

Котельная укомплектована двумя сетевыми насосами К 90/35А. Расход топлива составляет 276,47 тонны угля. Норматив расхода топлива составляет 0,3858 т. у.т./Гкал. Общая протяженность тепловых сетей составляет 337 м.

Котельная оборудована минимальным набором измерительных приборов и автоматики, кроме того, отсутствует система химводоподготовки, что пагубно влияет на всю систему теплоснабжения от этой котельной.

Отсутствие циклонов на котельной приводит к загрязнению окружающей среды.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2018-2020 гг. представлена в таблице 2.18, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

***Таблица 1.18 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2020 гг. котельная «Собственная база»***

| Показатели | Значения показателей | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2018 г. | | 2019 г. | | 2020 г. | |
| | план | отчет | план | отчет | план | отчет |
| Производство тепловой энергии, Гкал | н/д | 1088,46 | н/д | 939,58 | н/д | 854,17 |
| Средневзвешенный удельный расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал | н/д | 183,2 | н/д | 204,8 | н/д | 204,8 |
| Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал | н/д | 747,84 | н/д | 513,48 | н/д | 513,48 |
| Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал | н/д | 340,62 | н/д | 426,10 | н/д | 340,62 |
| Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал | н/д | 186,49 | н/д | 254,6 | н/д | 254,6 |

### 1.2.2.9. Котельная «Дом ребенка»

Котельная «Дом ребенка» была введена в эксплуатацию в 1979 г. Характеристики котлов приведены в таблице 1.19.

Общая установленная мощность котельной составляет 0,976 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 0,253 Гкал/час.

***Таблица 1.19 - Характеристики котлоагрегатов***

| Марка | Год ввода в эксплуатацию | Станционный номер котла | Рабочее давление, кгс/см$^2$ | Номинальная производительность, Гкал/час | Топочное устройство |
|---|---|---|---|---|---|
| КВД | 1980 | 1 | Не выше 7,0 | 0,488 | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| КВД | 2012 | 2 | Не выше 7,0 | 0,488 | С неподвижной решеткой и ручной загрузкой топлива |

Котельная укомплектована тремя сетевыми насосами К30/40 – 2 шт., К20/30 – 1 шт.

Расход топлива за 2020 год составляет 465,82 тонны угля.

Норматив расхода топлива составляет 0,3331 т.у.т./Гкал.

Общая протяженность тепловых сетей составляет 60 м.

Котельная оборудована минимальным набором измерительных приборов и автоматики, кроме того, отсутствует система химводоподготовки, что пагубно влияет на всю систему теплоснабжения от этой котельной.

Ввиду того, что в 2021 году было выполнено концессионное мероприятие по объединению котельных Дом Ребенка и Рудо, котельная Дом Ребенка в настоящий момент законсервирована.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2018-2020 гг. представлена в таблице 1.20, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

***Таблица 1.20 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2020 гг. котельная «Дом Ребенка»***

| Показатели | Значения показателей | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2018 г. | | 2019 г. | | 2020 г. | |
| | план | отчет | план | отчет | план | отчет |
| Производство тепловой энергии, Гкал | н/д | 1043,73 | н/д | 1271,75 | н/д | 1440,27 |
| Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал | н/д | 215,85 | н/д | 335,89 | н/д | 204,8 |
| Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал | н/д | 33,21 | н/д | 33,21 | н/д | 33,21 |
| Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал | н/д | 1010,52 | н/д | 1238,54 | н/д | 1407,06 |
| Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал | н/д | 224,7 | н/д | 254,5 | н/д | 254,5 |

### 1.2.2.10. Котельная «Сухой ручей»

Котельная «Сухой ручей» была введена в эксплуатацию в 2003 г. для теплоснабжения поселкового дома культуры и многоквартирного жилого дома. Характеристики котлов приведены в таблице 1.21.

Общая установленная мощность котельной составляет 0,051 Гкал/час.

Присоединенная нагрузка потребителей – 0,118 Гкал/час. Существует нехватка тепловой мощности котельной на период пиковых морозов.

***Таблица 1.21 - Характеристики котлоагрегатов***

| Марка | Год ввода в эксплуатацию | Станционный номер котла | Рабочее давление, кгс/см$^2$ | Номинальная производительность, Гкал/час |
|---|---|---|---|---|
| РТЕ-60 | 2013 | 1, 2 | Не выше 7,0 | 0,052х2 |

Котельная укомплектована двумя сетевыми насосами К20/30 – 1 шт. Общая протяженность тепловых сетей составляет 60 м.

Котельная оборудована минимальным набором измерительных приборов и автоматики, кроме того, отсутствует система химводоподготовки, что пагубно влияет на всю систему теплоснабжения от этой котельной.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2018-2020 гг. представлена в таблице 1.22, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

***Таблица 1.22 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2020 гг. электрокотельная Сухой ручей***

| Показатели | Значения показателей | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2018 г. | | 2019 г. | | 2020 г. | |
| | план | отчет | план | отчет | план | отчет |
| Производство тепловой энергии, Гкал | н/д | 290,97 | н/д | 302 | н/д | 313 |
| Расход электроэнергии, кВт/ч | н/д | 288461,0 | н/д | 290086,0 | н/д | 291317,0 |

### 1.2.3. Среднегодовая загрузка оборудования

При планировании работы котельного оборудования определяется продолжительность его работы, выработка и отпуск тепловой энергии, загрузка и затраты тепловой энергии на собственные нужды. В таблицах 1.23 – 1.32 приведена плановая динамика основных технико-экономических параметров работы котельного оборудования по каждой котельной на 2019 год.

Из приведенных таблиц видно, что паровые котельные потребляют около 4% тепловой энергии на собственные нужды, а водогрейные котельные – около 2%.

***Таблица 1.23 - Динамика основных технико-экономических параметров работы «Центральной» котельной***

| Оборудование | Мощность котла, Гкал/час | Параметр | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | Год | Загрузка котла |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| КЕ25-14С №1 | 14,35 | Выработка, Гкал Время работы, час | 5961,66 | 5440,70 | 4802,19 | 4935,34 | 5962,49 | | | | | 5095,41 | | | 32197,79 | |
| КЕ25-14С №2 | 14,35 | | 5961,66 | 5440,70 | 4802,19 | 4935,34 | | | | | 3391,29 | | 6339,48 | 8139,75 | 39010,42 | |
| КЕ25-14С №3 | 14,35 | | | 5440,70 | 4802,19 | | | | | | | | | 8139,75 | 18382,64 | |
| Всего для котельной | | Выработка, Гкал | **17884,97** | **16322,01** | **14406,68** | **9870,58** | **5962,49** | | | | **3391,29** | **10190,82** | **12679,07** | **16279,39** | **106987,30** | |
| | | Отпуск, Гкал | **17316,31** | **15887,12** | **13800,29** | **9460,74** | **5713,86** | | | | **3247,96** | **9741,48** | **12136,50** | **15586,00** | **102890,25** | |
| | | Собственные нужды, Гкал | **696,73** | **625,20** | **544,07** | **367,44** | **223,07** | | | | **128,51** | **403,16** | **486,81** | **622,13** | **4097,12** | |
| | | | 3,90% | 3,83% | 3,78% | 3,72% | 3,74% | | | | 3,79% | 3,96% | 3,84% | 3,82% | 3,82% | |

***Таблица 1.24 - Динамика основных технико-экономических параметров работы Котельной «Рудо»***

| Оборудование | Мощность котла, Гкал/час | Параметр | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | Год | Загрузка котла |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| КЕ10-14С №1 | 5,74 | Выработка, Гкал Время работы, час | 1606,45 | 1441,58 | | | | | | | | 241,62 | 294,80 | 1424,50 | 5008,95 | |
| КС10-14С №2 | 3,731 | | | 1342,38 | 2533,68 | | | | | | | | 968,33 | 1354,07 | 6198,47 | |
| КЕ 6.5-14С №3 | 5,74 | | 1431,29 | | | 1847,60 | 1204,49 | | | | 650,91 | 1610,12 | 968,33 | 0,00 | 7712,74 | |
| Всего для котельной | | Выработка, Гкал | **3037,74** | **2783,96** | **2533,68** | **1847,60** | **1204,49** | | | | **650,91** | **1851,66** | **2231,47** | **2778,58** | **18920,08** | |
| | | Отпуск, Гкал | **2925,51** | **2680,00** | **2442,98** | **1774,99** | **1049,19** | | | | **628,14** | **1786,22** | **2149,03** | **2675,63** | **18111,69** | |
| | | Собственные нужды, Гкал | **131,83** | **122,20** | **106,62** | **78,02** | **48,22** | | | | **26,77** | **76,92** | **96,90** | **120,92** | **808,40** | |
| | | | 4,34% | 4,39% | 4,21% | 4,22% | 4,00% | | | | 4,11% | 4,15% | 4,34% | 4,35% | 4,24% | |

***Таблица 1.25 - Динамика основных технико-экономических параметров работы котельной «Перевал»***

| Оборудование | Мощность котла, Гкал/час | Параметр | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | Год | Загрузка котла |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| КЕ6.5-14С №1 | 3,731 | Выработка, Гкал Время работы, час | 2295,469683 | 2092,768 | 1870,18 | 1313,578 | | | | | 927,4317 | 1358,991 | 1658,879 | 2093,842 | 13611,11401 | |
| КЕ6.5-14С №2 | 3,731 | | 666,4180139 | 601,9259 | 666,418 | 644,9207 | | | | | 322,4603 | 666,418 | 644,9207 | 666,418 | 4879,89965 | |
| КЕ6.5-14С №3 | 3,731 | | 2295,469683 | 2092,768 | 1870,18 | 1313,578 | 1651,893 | | | | | 1358,991 | 1658,879 | 2093,842 | 14335,6009 | |
| Всего для котельной | | Выработка, Гкал | **4590,8498** | **4185,62** | **3740,27** | **2627,25** | **1651,89** | | | | **927,432** | **2717,89** | **3317,76** | **4187,77** | 27946,741 | |
| | | Отпуск, Гкал | **4405,3455** | **4017,41** | **3590,77** | **2524,95** | **1588,65** | | | | **891,334** | **2608,26** | **3185,82** | **4020,27** | 26660,73 | |
| | | Собственные нужды, Гкал | **185,50426** | **168,217** | **149,496** | **102,292** | **63,3276** | | | | **36,1872** | **109,637** | **131,85** | **167,411** | 1286,01 | |
| | | | 4,04% | 4,02% | 4,00% | 3,89% | 3,83% | | | | 3,90% | 4,03% | 3,97% | 4,00% | 3,97% | |

***Таблица 1.26 - Динамика основных технико-экономических параметров работы котельной «Стройка»***

| Оборудование | Мощность котла, Гкал/час | Параметр | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | Год | Загрузка котла |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| КВ-2,5 | 2,15 | Выработка, Гкал Время работы, час | 1264,8 | 1142,4 | 1257,4 | 1180,8 | 1034,9 | 0 | 0 | 0 | 543,6 | 1242,5 | 0 | 1227,6 | 8894 | |
| КВ-1,25 | 1,074 | | 520,8 | 470,4 | 513,4 | 460,8 | 386,9 | | | | | | 482,4 | 483,6 | 3318,3 | |
| КВ-1,25 | 1,074 | | 744 | 672 | 744 | 720 | 648 | | | | | | 720 | 744 | 4992 | |
| КВ-1,25 | 1,074 | | 373,7 | 345,6 | 372,6 | 328,8 | | | | | 124,5 | | 361,1 | 336,3 | 2242,6 | |
| Всего для котельной | | Выработка, Гкал | 2162,6 | 1977,5 | 1772 | 1250,4 | 773,8 | | | | 432,6 | 1277,4 | 1565,6 | 1976 | 13187,9 | |
| | | Отпуск, Гкал | 2140,4 | 1957,3 | 1754 | 1238,4 | 766,4 | | | | 427,9 | 1264,1 | 1548,7 | 1955,3 | 1450,27778 | |
| | | Собственные нужды, Гкал | 22,2 | 20,1 | 18 | 12 | 7,4 | | | | 4,7 | 13,3 | 16,8 | 20,7 | 135,2 | |
| | | | 1,03% | 1,02% | 1,02% | 0,96% | 0,96% | | | | 1,09% | 1,04% | 1,07% | 1,05% | 1,02% | |

***Таблица 1.27 - Динамика основных технико-экономических параметров работы котельной «Дом Ребенка»***

| Оборудование | Мощность котла, Гкал/час | Параметр | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | Год | Загрузка котла |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| КВД | 0,488 | Выработка, Гкал Время работы, час | 136,9253482 | 111,6816 | 172,188 | 101,7609 | | | | | | 129,5585 | 143,6046 | 111,7798 | 907,498775 | |
| КВД | 0,488 | | 91,25082386 | 74,45439 | | | 73,37391 | 57,65795 | 44,69228 | 44,49583 | 72,48989 | | | 74,45439 | 532,86945 | |
| Всего для котельной | | Выработка, Гкал | **228,17617** | **186,038** | **172,188** | **101,761** | **73,3739** | **57,6579** | **44,6923** | **44,4958** | **72,4899** | **129,558** | **143,605** | **186,234** | 1440,27 | |
| | | Отпуск, Гкал | **223,85428** | **182,305** | **168,75** | **99,5999** | **71,7041** | **57,0686** | **44,0047** | **43,9065** | **71,4094** | **126,808** | **140,658** | **182,207** | 1407,06 | |
| | | Собственные нужды, Гкал | **4,3218905** | **3,83077** | **3,33964** | **2,16095** | **1,66982** | **0,68757** | **0,68757** | **0,68757** | **1,08047** | **2,84852** | **2,94674** | **4,02722** | 33,21 | |
| | | | 1,89% | 2,06% | 1,94% | 2,12% | 2,28% | 1,19% | 1,54% | 1,55% | 1,49% | 2,20% | 2,05% | 2,16% | 1,87% | |

***Таблица 1.28 - Динамика основных технико-экономических параметров работы котельной «Ростелеком»***

| Оборудование | Мощность котла, Гкал/час | Параметр | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | Год | Загрузка котла |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| КВД | 488 | Выработка, Гкал Время работы, час | 35,33 | 64,38 | 57,04 | 39,34 | 23,38 | | | | | | | 32,26 | 251,73 | |
| Универсал 6 | 0,259 | | 35,33 | | | | | | | | 13,42 | 40,74 | 50,49 | 32,26 | 172,25 | |
| Всего для котельной | | Выработка, Гкал | **70,66** | **64,38** | **57,04** | **39,34** | **23,38** | | | | **13,42** | **40,74** | **50,49** | **64,45** | **423,91** | |
| | | Отпуск, Гкал | **68,86** | **62,91** | **55,70** | **38,40** | **22,77** | | | | **13,09** | **39,74** | **49,29** | **62,85** | **396,19** | |
| | | Собственные нужды, Гкал | **4,42** | **3,74** | **3,57** | **2,38** | **1,53** | | | | **0,85** | **2,55** | **3,06** | **4,08** | **27,72** | |
| | | | 6,26% | 5,81% | 6,26% | 6,05% | 6,55% | | | | 6,33% | 6,26% | 6,06% | 6,33% | 6,21% | |

***Таблица 1.29 - Динамика основных технико-экономических параметров работы котельной «Резерв»***

| Оборудование | Мощность котла, Гкал/час | Параметр | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | Год | Загрузка котла |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| КВр-0,6КБ | 0,6 | Выработка, Гкал Время работы, час | 216,18 | 197,62 | 182,06 | 270,50 | 182,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 197,35 | 1245,78 | |
| КВр-0,6КБ | 0,6 | | 216,18 | 197,62 | 182,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 96,08 | 268,04 | 319,09 | 197,35 | 1476,43 | |
| Всего для котельной | | Выработка, Гкал | **432,09** | **395,24** | **364,40** | **270,50** | **182,06** | 0,00 | 0,00 | 0,00 | **96,08** | **268,04** | **319,09** | **394,97** | **2722,48** | |
| | | Отпуск, Гкал | **427,70** | **392,41** | **362,12** | **269,57** | **181,75** | 0,00 | 0,00 | 0,00 | **95,88** | **266,24** | **317,10** | **391,58** | **2704,34** | |
| | | Собственные нужды, Гкал | **4,40** | **3,60** | **3,20** | **2,10** | **1,30** | 0,00 | 0,00 | 0,00 | **0,70** | **2,30** | **2,80** | **3,80** | **17,53** | |
| | | | 1,02% | 0,91% | 0,88% | 0,78% | 0,71% | | | | 0,73% | 0,86% | 0,88% | 0,96% | 0,86% | |

***Таблица 1.30 - Динамика основных технико-экономических параметров работы котельной «Собственная база»***

| Оборудование | Мощность котла, Гкал/час | Параметр | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | Год | Загрузка котла |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| КВД | 0,488 | Выработка, Гкал Время работы, час | 137,87 | 126,32 | 114,64 | 82,86 | | | | | | | 101,12 | 126,09 | 688,90 | |
| Универсал-6 | 0,259 | | | | | | 53,16 | | | | 28,89 | 83,21 | | | 165,26 | |
| Всего для котельной | | Выработка, Гкал | 137,87 | 126,32 | 114,64 | 82,86 | 53,16 | | | | 28,89 | 83,21 | 101,12 | 126,09 | 854,17 | |
| | | Отпуск, Гкал | 54,98 | 50,37 | 45,72 | 33,04 | 21,20 | | | | 11,52 | 33,18 | 40,33 | 50,28 | 340,62 | |
| | | Собственные нужды, Гкал | 82,89 | 75,94 | 68,93 | 49,82 | 31,96 | | | | 17,37 | 50,03 | 60,80 | 75,81 | 513,55 | |
| | | | 60,12% | 60,12% | 60,12% | 60,12% | 60,12% | | | | 60,12% | 60,12% | 60,12% | 60,12% | 60,12% | |

***Таблица 1.31- Динамика основных технико-экономических параметров работы котельной «Сухой ручей»***

| Оборудование | Мощность котла, Гкал/час | Параметр | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | Год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| РТЕ-60 2 шт | 0,051 | Выработка, Гкал | 63,00 | 57,40 | 50,90 | 35,10 | 20,90 | | | | 12,00 | 36,30 | 45,00 | 57,50 | 378,10 |
| | | Время работы, час | 744 | 672 | 744 | 720 | 648 | | | | 360 | 744 | 720 | 744 | 6096 |
| | | Загрузка Гкал/час | 0,085 | 0,085 | 0,068 | 0,049 | 0,032 | | | | 0,033 | 0,049 | 0,063 | 0,077 | 0,54 |
| | | Загрузка, % | 100,00% | 100,00% | 100,00 % | 95,59% | 63,24% | 0,00 % | 0,00 % | 0,00 % | 65,36% | 95,67% | 100,00 % | 100,00 % | 68,32% |

### 1.2.4 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет произведенного тепла ведется расчетным способом на основании расхода топлива.

### 1.2.5 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

| № | Наименование акта | объект отказа |
|---|---|---|
| 1 | Акт № 2-ТИ-2019 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей в ночь с 24.11.2019 на 25.11.2019 | котельная СМП, нарушение электрического контакта, размыкание, обрыв цепи |
| 2 | Акт № 3-ТИ-2019 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей в 02.12.2019 года | котельная СМП, нарушение электрического контакта, размыкание, обрыв цепи |

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

В соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок (ПТЭТЭ) для рассматриваемого энергетического объекта производится периодическая Экспертиза промышленной безопасности опасного производственного объекта.

При проведении лицензирования деятельности ООО «УКС», ООО «МЕТАЛЛОТЕСТ» была произведена экспертиза промышленной безопасности на здания Группы котельных («Центральная», «Перевал», «Рудо») рег. № А67-03089-0001 от 17.10.2019, III класс опасности:

Котельная «Перевал», Иркутская область, г.Слюдянка, ул.Перевальская, д.1, лит. М, регистрационный номер заключения в реестре Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 67-ЗС-08912-2020 от 25.08.2020. Согласно ведомости дефектов выявлено 16 замечаний капитального характера, влияющих на дальнейшую безопасную эксплуатацию:

имеются незначительные повреждения в виде трещин, отслоения штукатурного слоя, наличие участков на стене здания с растрескиванием штукатурного слоя в связи попаданием атмосферных осадков;

оконные проемы - гниение древесины оконных рам, Критерий технического состояния оконных проемов - ограниченно работоспособное техническое состояние;

перекрытия - имеются повреждения в виде замачивания плит перекрытия;

обширные повреждения строительных конструкций.

Котельная «Центральная», Иркутская область, г.Слюдянка, ул.Бабушкина, 23, регистрационный номер заключения в реестре Федеральной службы по

экологическому, технологическому и атомному надзору 67-ЗС-08913-2020 от 25.08.2020. Согласно ведомости дефектов выявлено 32 замечания капитального характера, влияющих на дальнейшую безопасную эксплуатацию:

выполнить усиление плиты покрытия в осях «11-12/А-Б» на отм. +19,60м;

выполнить усиление балки перекрытия на отм. +16,20м в осях «9-10/А-Б»;

очистить металлоконструкции ферм покрытия в осях «8-14/А-Е» на отм. +12.00м от пыли и грязи;

выполнить ремонт колонн здания на отм. +0.00м, +3,60м;

выполнить ремонт наружных стен здания;

выполнить отмостку по всему периметру здания;

обширные повреждения строительных конструкций.

Котельная «Рудо», Иркутская область, г.Слюдянка, ул.Слюдяная, 4, регистрационный номер заключения в реестре Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 67-ЗС-08914-2020 от 25.08.2020. Согласно ведомости дефектов выявлено 10 замечаний капитального характера, влияющих на дальнейшую безопасную эксплуатацию:

выполнить ремонт перекрытия здания;

устранить замачивание подвального помещения на отм. -2,00 м;

выполнить ремонт внутренних стен здания в осях «Б-В/3» с отм. -2.00м до отм. - 0.50м;

выполнить перемычку ввода галереи по оси «2/Д-Е» на отм. +8.00м в металлическом исполнении на всю ширину стены здания с заделкой в кладку стены на глубину не менее 350мм;

по оси «2/Д-Е» с отм. + 5.40м. до отм. + 11.80м нанести защитный штукатурный слой, используя цементно-песчаный раствор класса не ниже В10;

выполнить заделку деформационного шва по оси «5/Ж» используя цементно-песчаный раствор класса не ниже В10, предварительно зачистить поврежденный участок до прочного слоя;

организовать водосток с кровли здания в осях «1-7/Жщ «2/В-Д»;

заменить поврежденные асбоцементные листы на аналогичные;

выполнить отмостку по всему периметру здания.

Экспертиза проводилась с целью определения соответствия объектов экспертизы предъявляемым к ним требованиям промышленной безопасности и установления срока дальнейшей безопасной эксплуатации объектов экспертизы, с указанием условий дальнейшей безопасной эксплуатации.

Техническое состояние здания котельных по результатам проведенных экспертиз, оценивается как ограниченно-работоспособное, установлено, что объект экспертизы соответствуют требованиям промышленной безопасности. Установлен срок дальнейшей безопасной эксплуатации зданий котельных - 3 года до 1 апреля

2023 года.

Для дальнейшей безаварийной эксплуатации требуется проведение капитального ремонта зданий котельных. Стоимость капитального ремонта здания котельной «Центральная» составляет 3 913 343,71 руб., котельной «Рудо» 1 050 988,9 руб., котельной «Перевал» 2 348 523,41 руб.

На основании предоставленной информации следует вывод, что имеются запреты на дальнейшую эксплуатацию источников тепловой энергии «Рудо», «Центральная», «Перевал».

### 1.2.7 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, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, на территории городского поселения Слюдянка присутствует котельная с комбинированной выработкой электрической энергии сопровождается подачей тепловой энергией.

## Часть 3 "  Тепловые сети, сооружения на них"

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

Транспорт тепла от источника осуществляется по магистральным и распределительным тепловым сетям. Схема теплоснабжения от котельных тупиковая. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям принято качественным способом по температуре наружного воздуха в соответствии с утвержденными температурными графиками для каждой котельной при расчетной температуре наружного воздуха -28 °С.

Время работы тепловой сети ограничено отопительным сезоном, в межотопительный сезон горячее водоснабжение отсутствует, за исключением микрорайона СМП.

Общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 31,364 км. Характеристики тепловых сетей приведены в Главе 8 «Тепловые сети»

Длины трубопроводов и температурные графики котельных представлены в

таблице 1.33, а на рисунке 1.3 – деление тепловых сетей по диаметрам.

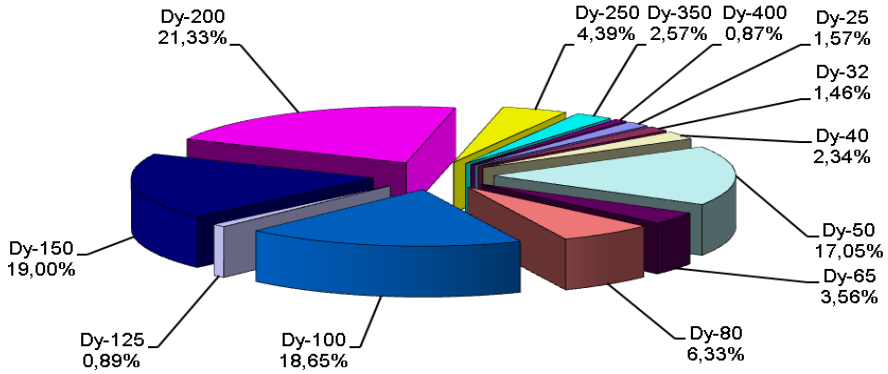



***Таблица 1.33 - Протяженность тепловых сетей от источников тепловой энергии***

| Источник тепловой энергии | Вид теплоносителя | Протяженность тепловых сетей в 2- х трубном исчислении, км | Температурный график |
|---|---|---|---|
| Котельная «Центральная» | вода/пар | 16,208 | 95/70 |
| Котельная «Рудо» | вода | 5,167 | 95/70 |
| Котельная «Перевал» (м-н «Березовый») | вода | 4,758+1,162 | 110/70 |
| Котельная «СМП» | вода | 1136,0 | 75-60 |
| Котельная «Стройка» | вода | 2,664 | 75-60 |
| Котельная «Собственная база» | вода | 0,269 | 75-60 |
| | | 31,364 | |
| Котельная «Дом Ребенка» | вода | 0,06 | 75-60 |
| Котельная «Ростелеком» | вода | 0,14 | 75-60 |
| Котельная «Медрезерв» | вода | 0,52 | 75-60 |
| Котельная «Сухой ручей» | вода | 0,39 | 75-60 |

*Рисунок 1.3 – Доля тепловых сетей по диаметрам*

В структуре тепловых сетей имеются 2 центральных тепловых пункта, а также на проблемных (удаленных) участках установлены повысительные насосы.

Основная масса тепловых сетей – двухтрубная с открытым водоразбором, тепловая сеть от котельной СМП – 4-х трубная.

Тип присоединения потребителей к тепловым сетям – непосредственное, без смешения. В связи со срезкой температурного графика отпуска тепловой энергии с Центральной котельной в жилых домах были отключены элеваторные узлы. Потребление тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения не регулируется и осуществляется фактически с параметрами тепловой сети.

Аварийность на сетях во время отопительного сезона со

сверхнормативным отключением зданий имеется в небольших объемах, малочисленные прорывы трубопроводов бывают только во время гидравлических испытаний системы и устраняются в кратчайшие сроки. Качество предоставляемых услуг соответствует требованиям законодательства.

Приборы коммерческого учёта тепловой энергии на котельных запланированы к установке и к вводу в эксплуатацию в период 2021-2023 годов, у потребителей приборы учета имеются только в нескольких жилых зданиях, при этом некоторые работают в тестовом режиме. Учет тепловой энергии, отпущенной котельными в тепловые сети, определяется расчетным методом.

Бесхозяйные сети по данным администрации отсутствуют, однако в процессе обследования было выявлено, что в настоящее время отсутствует договоренность по сетям, расположенным на территории промплощадок РЖД.

По имеющейся информации, наибольшая часть тепловых сетей проложена более 15 лет назад (это свидетельствует о высокой степени износа – более 50%), следовательно, в соответствии с пунктом 123 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 №808, рассматриваемые теплопроводы относятся к категории малонадежных сетей. Наибольшую долю переложенных сетей составляют распределительные сети. Внутриквартальные сети перекладываются чрезвычайно ограниченно. Перекладка теплосетей обусловлена, как правило, аварийными ситуациями на существующих сетях.

На территории городского поселения преимущественно используется подземный способ прокладки теплосетей. Надземная прокладка имеет ограниченные объемы.

Изоляция тепловых сетей выполнена минераловатными плитами. Современная изоляция встречается на части тепловых сетей. В настоящее время при ремонтах в межотопительный период производиться замена изоляции согласно современным требованиям. В виду того, что большинство сети теплоизолированы минераловатными плитами, во всех тепловых камерах, где производятся работы по переключениям, теплоизоляция на трубопроводах отсутствует с целью обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала. Применение ППУ изоляции позволит теплоизолировать трубопроводы в тепловых камерах, тем самым сократив тепловые потери при передаче, и обеспечит безопасность работы обслуживающего персонала.

В качестве компенсирующих устройств на магистральных и распределительных тепловых сетях используются преимущественно «П»-образные компенсаторы и естественные повороты тепловых сетей.

Из анализа исходной информации следует, что рассматриваемые тепловые сети в целом находятся в удовлетворительном состоянии. Однако имеются серьезные нарушения целостности теплоизоляционного слоя, что является следствием

превышения нормативного срока эксплуатации трубопроводов на данных участках и нарушением технологии производства строительно-монтажных работ. Следовательно, первоочередной задачей для модернизации системы теплоснабжения является ремонт изоляции на участках, имеющих пониженные изоляционные свойства.

### 1.3.2 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

Приведены в таблице 1.3.6. данного раздела.

### 1.3.3 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Секционирующие задвижки из низколегированной стали, чугуна и регулирующие дроссельные шайбы размещены в узлах присоединения распределительных сетей потребителей к магистральным тепловым сетям непосредственно в индивидуальных тепловых пунктах зданий потребителей, а также тепловых камер, по одной на каждый (прямой и обратный) трубопроводы.

### 1.3.4 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

Тепловые павильоны систем теплоснабжения на территории городского поселения Слюдянка отсутствуют. Тепловые камеры в г.п. Слюдянка выполнены из бетонных блоков и ж.б. колец и монолитного железобетона.

### 1.3.5 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

График изменения температур теплоносителя выбран на основании климатических параметров холодного времени года на территории Таврического муниципального района РФ СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» и справочных данных температуры воды, подаваемой в отопительную систему, и сетевой – в обратном трубопроводе по температурному графику 95–70 °С.

Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Фактические графики работы источников тепловой энергии – 110/70 °С, 95/70 °С и 75/60 °С.

На территории города принята открытая система ГВС с непосредственным разбором теплоносителя из подающего трубопровода. Отпуск теплоносителя в

сеть от котельной осуществляется в отопительный сезон.

Среднемесячные температуры наружного воздуха, в соответствии с которыми осуществляется регулирование отпуска тепловой энергии согласно СНиП 23-01-99 «Строительная климатология», представлены в таблице 1.35.

***Таблица 1.35 - Среднемесячные температуры наружного воздуха***

| **Месяц** | **Среднемесячная температура наружного воздуха, °С** |
|---|---|
| Январь | -17,4 |
| Февраль | -17 |
| Март | -9,9 |
| Апрель | -0,3 |
| Май | 6 |
| Июнь | 11,8 |
| Июль | 15,3 |
| Август | 14,2 |
| Сентябрь | 7,8 |
| Октябрь | -1,7 |
| Ноябрь | -7,3 |
| Декабрь | -13,5 |
| Год | -0,7 |

### 1.3.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети и соблюдаются путем использования средств автоматизации котельных.

### 1.3.7. Насосные станции и тепловые пункты

На тепловых сетях установлено два центральных тепловых пункта: от «Центральной» котельной и от котельной «Перевал».

Перечень и характеристики оборудования тепловых пунктов представлены в таблице 1.34.

***Таблица 1.34 - Характеристики оборудования тепловых пунктов***

| Название теплового пункта | Насосы | | | Теплообменный аппарат | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Назначение | Марка | Кол-во | Марка | Тип исполнения | Тепло-носитель | Назначени | Кол-во |
| «Центральный тепловой пункт» | Сетевой | Д 630/90 | 2 | ПСВ-315-14- | кожухо-трубный | пар/вода | отопление +ГВС | 3 |
| | конденсатный | К90/45 | 2 | | | | | |
| | сетевой | Д500-63 | 2 | 14-273*4-1,0-РГ-480,0 | кожухо-трубный | вода/вода | отопление +ГВС | 2 |
| | | 4Д200-90а | 2 | | | | | |
| | | К100-65-250 | 2 | ПСВ-315-14-23 | кожухо-трубный | вода/вода | отопление +ГВС | 2 |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| «Нижний тепловой пункт Перевал» | 2-го контура | 1Д250-125 | 1 | ВВПИ 400.21.30R | кожухо-трубный | вода/вода | отопление +ГВС | 2 |
| | подпиточный | КМ 45/30 | 2 | НН-21-16/2-ТКТМ 93 | кожухо-трубный | вода/вода | отопление +ГВС | 2 |

### 1.3.8. Характеристики тепловых камер, павильонов и арматуры

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях выполнены в подземном исполнении и имеют следующие конструктивные особенности:

- основание тепловых камер – монолитное железобетонное;
- стены тепловых камер выполнены в железобетонном исполнении из блоков или кирпича; имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением стен монолитным железобетоном;
- перекрытие тепловых камер выполнено из сборного железобетона.

В качестве секционирующей арматуры на магистральных тепловых сетях выступают стальные клиновые литые задвижки с выдвижным шпинделем.

### 1.3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлические режимы отпуска тепловой энергии от источников рассмотрены в разделе 1.6.3 части 6 главы 1.

На территории жилой застройки отсутствуют центральные и квартальные тепловые пункты, осуществляющие регулирование отпуска тепловой энергии группам потребителей, и насосные станции. Необходимые параметры гидравлического режима тепловой сети обеспечиваются сетевыми насосами, установленными на источниках теплоснабжения.

Потребители подключены по непосредственным схемам с наличием/отсутствием водоразбора на нужды ГВС.

Типовые схемы подключения потребителей к системе централизованного теплоснабжения представлены на рисунках 1.4 – 1.5. Существенным недостатком таких схем является невозможность автоматического регулирования потребления тепловой энергии жилыми и административными зданиями. Однако главным преимуществом схемы является простота, т.е. схема не требует обязательного наличия такого дорогостоящего оборудования, как насосы, регулирующие клапаны и пр.

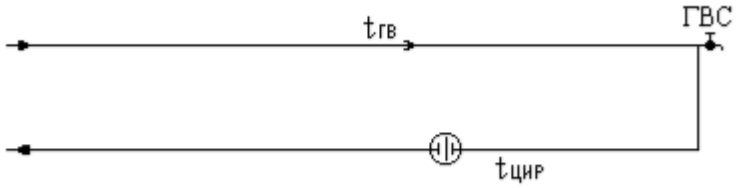



*Рисунок 1.4 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением к системе отопления*

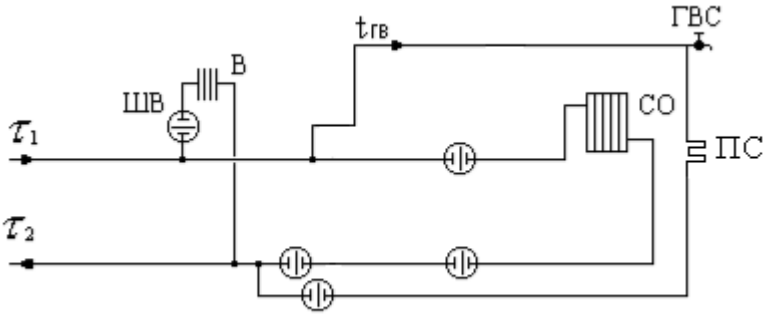



*Рисунок 1.5 – Потребитель с открытым водоразбором и циркуляционной линией для микрорайона «СМП»*

### 1.3.10. Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя

Расчет и обоснование нормативов технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях производится согласно Приказу Минэнерго России № 325 от 30.12.2008 года «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» (далее – Порядок).

В соответствии с требованиями Порядка для каждого отрезка трубопровода собиралась информация о наружном диаметре и длине трубопровода, виде прокладки и годе ввода трубопровода в эксплуатацию.

Расчет производится раздельно для подающего и обратного трубопроводов, проложенных подземным способом.

При большом количестве трубопроводов различных диаметров предварительно проводилась сортировка трубопроводов по диаметрам с суммированием длин трубопроводов одинаковых диаметров, и, в дальнейшем, расчёт выполнялся для суммарных длин трубопроводов каждого диаметра. При этом в соответствии с указаниями Порядка также раздельно учитывались трубопроводы, введённые в эксплуатацию до 1990 года, с 1991 по 1998 год, с 1999 по 2003 год и с 2004 года.

В результате была получена таблица, в которой трубопроводы рассортированы по диаметрам и по периодам ввода в эксплуатацию.

В этой таблице определялись также материальные характеристики, представляющие собой сумму произведений диаметра каждого отрезка трубопровода на его длину, и ёмкость тепловой сети.

Следующим шагом расчёта являлся сбор информации о длительности отопительных периодов и среднемесячных температурах наружного воздуха, температур в подающем и обратном трубопроводах и температуры подпиточной воды.

Последней информацией, необходимой для расчёта нормированных потерь в сетях теплоснабжения, являются нормы тепловых потерь изолированными трубопроводами при фиксированных разницах температур теплоносителя и окружающей среды, приведённые в приложениях к Порядку.

Расчет потерь через изоляцию проводился раздельно для каждого диаметра трубопроводов:

$$Q_n = L_n * \beta * q_n * n * 24 * 10^{-6}\ , \text{Гкал}$$

где $Q_n$ – потери тепла трубопроводами данного диаметра, Гкал;

$L_n$ – суммарная длина трубопроводов в двухтрубном исчислении, м;

Потери тепла с нормированной утечкой теплоносителя, составляющей согласно Порядку 0,25% емкости трубопроводов тепловой сети в час, определяются по формуле:

$$Q_{ут} = 0{,}0025 * V * \rho * c * (0.75 * t_{под} + 0{,}25 * t_{обр} - t_{п.в}) * n * 24 * 10^{-6}\ , \text{Гкал}$$

где $V$ – суммарный объем сети и систем теплопотребления для данного периода, $м^3$;

$\rho$ = 1000 $кг/м^3$ – плотность воды;

$c$ = 1 ккал/кг*°С – теплоемкость воды;

$t_{п.в}$ – температура подпитывающей воды, °С.

Общие нормированные потери тепловой энергии в отопительный период определяются суммированием потерь, рассчитанных для всех диапазонов времени ввода трубопроводов в эксплуатацию, и потерь с утечкой.

Исходными данными для расчёта нормативов технологических потерь являются среднемесячные температуры наружного воздуха, теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, диаметры и длины всех трубопроводов, длительность отопительного периода.

Среднемесячные температуры наружного воздуха, теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах для регулируемого 2009 года – из СниП 23-01-99 «Строительная климатология» и температурного графика поставщика тепловой энергии.

Информация о каждом типе трубопровода сети теплоснабжения приведена в таблице 1.36. В виду неоднократных смен собственников и эксплуатирующих организаций паспорта тепловых сетей отсутствуют. По имеющейся информации возраст трубопроводов составляет более 20 лет. При расчёте нормированных потерь используется диаметр трубопровода, его длина, тип прокладки – канальная, теплоизоляция – маты и плиты из минеральной ваты, год прокладки до 1989 г.

***Таблица 1.36 - Информация о каждом трубопроводе сети теплоснабжения***

| Диаметр трубопровода, мм | Котельная «Центральная | Котельная «Рудо» | Котельная «Перевал» | Котельная «Стройка» | Котельная «Дом | Котельная «СМП» | Котельная «Ростелеком» | Котельная «Медрезерв | Котельная «Сухой | Котельная «Собственная база» | Сумма |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Длина трубопроводов в двухтрубном исчислении, м | | | | | | | | | | |
| 27 | 288,5 | 30 | 227 | 6 | | 10 | 30 | 40 | | 0 | 631,5 |
| 33 | 419 | 0 | 120 | 10 | | | | | | 0 | 549 |
| 40 | 54 | 56 | 749 | 15 | | | | | | 4,6 | 878,6 |
| 50 | 3610,5 | 963,7 | 382 | 384,4 | 60 | 757 | 24 | 50 | 35 | 187 | 6453,6 |
| 69 | 687,4 | 88 | 354 | 52 | | 80 | 74,5 | | | | 1335,9 |
| 82 | 1521,4 | 167,8 | 110 | 120 | | 457 | | | | | 2376,2 |
| 100 | 2440,6 | 2661 | 50 | 744,8 | | 1097 | | 430 | | 10 | 7433,4 |
| 125 | 155 | 100 | 10 | 70 | | | | | | | 335 |
| 150 | 3719,4 | 1884 | 209 | 781 | | 543 | | | | | 7136,4 |
| 207 | 2684,6 | 200 | 4707 | 418,5 | | | | | | | 8010,1 |
| 259 | 1515 | | 132 | 0 | | | | | | | 1647 |
| 359 | 769,6 | | 195 | 0 | | | | | | | 964,6 |
| 408 | 293 | | 35 | 0 | | | | | | | 328 |
| ***Сумма:*** | ***18158*** | ***6150,5*** | ***7280*** | ***2601,7*** | ***60*** | ***2944*** | ***128,5*** | ***520*** | ***35*** | ***201,6*** | ***38079,3*** |

Всего протяженность водяной сети теплоснабжения составляет **52,910** метров в двухтрубном исчислении. Материальная характеристика сети теплоснабжения равна ***5280,1 м$^2$***, ёмкость равна ***1349,137 м$^3$*.**

На основе норм удельных потерь тепла из приложений Порядка для всех имеющихся диаметров трубопроводов рассчитаны потери тепла через изоляцию трубопроводов в отопительный период, приведенные в таблице 1.37. На рисунке 1.6. приведена доля потерь в сетях к отпуску тепловой энергии с котельных.

***Таблица 1.37 - Сводная таблица тепловых потерь (Гкал) в тепловых сетях за 2019-2020 год***

| Наименование системы теплоснабжения | | | Котельная «Центральная» | Котельная «Рудо» | Котельная «Перевал» | Котельная «Стройка» | Котельная «Дом Ребенка» | Котельная «СМП» | Котельная «Ростелеком» | Котельная «Резерв» | Котельная «Собственная база» | В целом по предприятию |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Годовыезатраты и потери | с утечкой | | 12395,27 | 2750,9 | 6592,68 | 1351,94 | 4,96 | 578,052 | 7,394 | 104,31 | 36,46 | 23598,4 |
| | Технологические | на пусковое заполнение | 1219,93 | 226,8 | 648,878 | 133,07 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 10,27 | 0 | 2238,9 |
| | | на регламентные испытания | 406,64 | 90,3 | 216,293 | 44,36 | 0,118 | 18,97 | 0,243 | 3,420 | 1,190 | 774,200 |
| | | всего | 1626,57 | 317,1 | 865,171 | 177,43 | 0,118 | 18,97 | 0,243 | 13,69 | 1,19 | 3013,1 |
| | всего | | 14021,84 | 3068,00 | 7457,85 | 1529,37 | 5,08 | 597,02 | 7,64 | 118,00 | 37,65 | 26611,50 |
| Годовые затраты и потери | через изоляцию | | 11126,11 | 6133,4 | 6157,33 | 1921,56 | 34,65 | 1502,6 | 54,54 | 285,54 | 154,75 | 27370,5 |
| | с затратами теплоносителя | | 696,185 | 143,2 | 383,57 | 70,36 | 0,24 | 28,142 | 0,38 | 5,426 | 1,886 | 1329,4 |
| | всего | | 11822,3 | 6276,6 | 6540,9 | 1991,9 | 34,9 | 1530,7 | 54,9 | 291,0 | 156,6 | 28699,9 |

*Испытаний на фактические потери не проводилось.

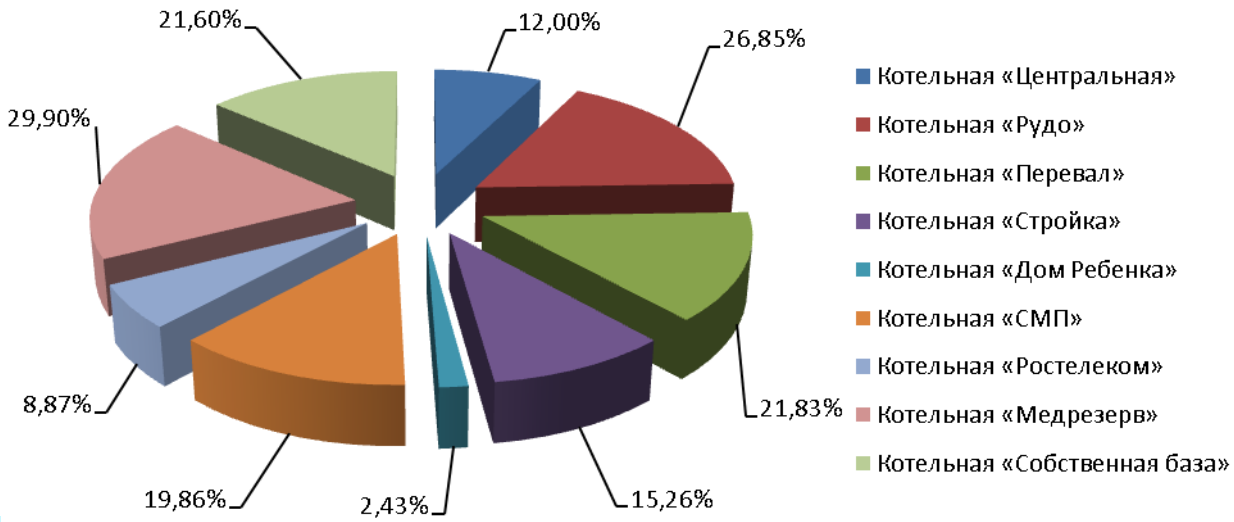



*Рисунок 1.6 - Доля потерь в тепловых сетях к отпуску с котельных*

Из приведенного рисунка видно, что нормативные потери ряда котельных превышают 20%. Это свидетельствует о сверхвысоких тепловых потерях, обусловленных завышением диаметров трубопроводов и не эффективности самих сетей. Необходимо предпринимать меры по реконструкции тепловых сетей и внедрения современных теплоизоляционных материалов.

### 1.3.11. Наличие коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителя, уровень автоматизации, защита от превышения давления

Руководствуясь пунктом 5 статьи 13 Федерального закона от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «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.

Прибор учета тепловой энергии установлены на паровых котельных и работают в тестовом режиме.

Современного оборудования автоматизации ни на котельных, ни на ЦТП в настоящее время не установлено.

Защита тепловых сетей от превышения давления не предусмотрена.

### 1.3.12. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) восстановлений и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Согласно данным об инцидентах на тепловых сетях за отопительный сезон 2017-2018 гг., возникло 11 аварий на трубопроводах, остальные инциденты было устранены в кратчайшие сроки без отключения потребителей.

Потребители тепловой энергии по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- первая категория – потребители, в отношении которых не допускается перерывов в подаче тепловой энергии и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений, предусмотренных техническими регламентами и иными обязательными требованиями;
- вторая категория – потребители, в отношении которых допускается снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч;
- жилых и общественных зданий до 12 °С;
- промышленных зданий до 8 °С;
- третья категория – остальные потребители.

При аварийных ситуациях на источнике тепловой энергии или в тепловых сетях в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться (если иные режимы не предусмотрены договором теплоснабжения):

- подача тепловой энергии (теплосносителя) в полном объеме потребителям первой категории;
- подача тепловой энергии (теплосносителя) на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице 1.38;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;
- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

***Таблица 1.38– Допустимое снижение подачи тепловой энергии***

| Наименование показателя | Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t °С (соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | **минус 10** | **минус 20** | **минус 30** | **минус 40** | **минус 50** |
| Допустимое снижение подачи тепловой энергии, %, до | 78 | 84 | 87 | 89 | 91 |

Как отмечалось выше, аварийные ситуации, возникающие на тепловых

сетях, устраняются в кратчайшие сроки. Ремонт системы теплоснабжения занимает, как правило, не более 36 ч.

| № п/п | Дата | Место повреждения | Наименование повреждения | Объекты отключения от теплоснабжения | время | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | отключ | включ | простой |
| 1 | 03.10.2018 | Ленина 108 | Для ремонта на теплотрассе Ленина, 108 | Останов Центрального ТП | 03.10.18 12-00 | 03.10.18. 18-10 | 6:10:00 |
| 2 | 16.10.2018 | Рудо | Для ремонтных работ на теплотрассе | Останов котельной "Рудо" | 16.10.18 14-35 | 16.10.18. 15-20 | 0:45:00 |
| 3 | 29.10.2018 | Рудо | Для ремонта на теплотрассе | Останов котельной "Рудо" | 29.10.18. 11-00 | 29.10.18. 11-30 | 0:30:00 |
| 4 | 31.10.2018 | Менделеева 19 | Для ремонта на теплотрассе | Останов котельной "Медрзерв" | 31.10.18 9-30 | 31.10.18. 17-00 | 7:50:00 |
| 5 | 01.11.2018 | Рудо | ремонт на теплотрассе | Останов котельной Рудо | 01.11.18 12-00 | 01.11.18. 17-00 | 5:00:00 |
| 6 | 27.11.2018 | Советская 34 | Ремонт на теплотрасса ул. Советская, адинистрация города | Останов Центрального ТП | 27.11.18 11-50 | 27.11.18. 13-20 | 1:30:00 |
| 7 | 02.10.2019 | Горняцкая 11 | Ревизия вентилей Ду-50мм - 2шт на дом | Сл.Краасногвардейце в 56,54,50,48, Гоняцкая 11,9,7 | 10-00 | 11:30 | 1:30:00 |
| 8 | 02.10.2019 | луч от Бабушкина 2А на Рempутьмаш | Свищи на трубопроводе Ду-150мм. Замена участка трубы Ду-150мм -2,5м.п. Земляные работы | Железнодорожная 14,15, Рempутьмаш | 2.10.19г в 16:00 | 3.10.19г в 16:00 | 24:00:00 |
| 9 | 04.10.2019 | ул Школьная топится с обратки | ул. Школьная топится с обратки. Замена вентилей Ду-150 шт. на затворы Ду-150мм | Школьная 2,4,6,8,10,12,14,1А,1,3,5,7, Слюдянских Красногвардейцев 63,61, Рудничный 1,2 | 4.10.19г в 9:00 | 4.10.19г в 18:10 | 9:10:00 |
| 10 | 09.10.2019 | Советская 19 | Свищ на трубе отопления Ду-50мм. Замена участка труб (подача.обратка) Ду-50мм -24м.п. Земляные работы | Советская 19 | 9.10.19г в 9:00 | 9.10.19г в 15:00 | 6:00:00 |
| 11 | 15.10.19г | Менделеева 24 | Дом топится с обратки. Трубы ду-50мм сгнили (отопление) и ХВС Ду-32мм. | Менделеева 21,24,26 | 9:00 | 14:30 | 5:30:00 |
| 12 | 29.10.19г | Школьная 14 | Дом топится с обратки. Трубы ду-50мм сгнили (отопление) и ХВС Ду-32мм. Замена участка труб (подача.обратка) Ду-50мм -20м.п, Замена трубы ХВС - | Школьная 14 | 9:00 | 17:00 | 8:00:00 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 32мм -10мп. Земляные работы. | | | | |
| 13 | 31.10.19г | Привокзадиная (т.трасса на ул.Тонконога | Порыв трубы Ду-150мм. Изготовление и установка хомута. Земляные работы | 40 Лет Октября 33,32,34,31А, пакгаузный 4-а,4-б, Тонконога 25,42 | 11:40 | 15:35 | 3:55:00 |
| 14 | 01.11.2019 | луч от школы №49 ул.Тонконога | Порыв трубы Ду-150мм. Замена участка трубы Ду-150мм -12м.п. Земляные работы | 40 лет Октября 42,33,31А,32,34, Тонконога 15,25, Пакгаузный 4А,4Б | 1.11.19г 8-30 | 1.11.19г 18-30 | 10:00:00 |
| 15 | 07.11.2019 | ТК на "Хамар дабан" запорная арматура не держит. | Порыв трубы на здание Хамар-Дабан Ду-100мм. Замена задвижки ду- 100мм | Пушкина 3А,3Б, 11,13,15. Слюдянских Красногвардейцев 3, Комсомольская 40, д.с №213., №5, школа № 50, Советская 50,54. | 7.11.19г 10-00 | 7.11.19г 15-00 | 5:00:00 |
| 16 | 13.11.2019 | на Центр. Котельной перерасход воды | отключение луча от ж.д. Ул.Ленина 79 (под прокол)для определения утечки | Ленина 79,77, Советская 28,7,9, 40лет Октября 12,14 | 13.11.19г 9-00 | 13.11.19 г 10-00 | 1:00:00 |
| 17 | 13.11.2019 | территория РОВД | порыв трубы Ду-50мм. Земляные работы. Работы выполнил ООО "Ауксилиум" | 40 Лет Октября 33,34,32,27,25,42, Пакгаузный 4А.4Б, Тонконога 15 | 13.11.19г 13-45 | 13.11.19 г 14-45 | 1:00:00 |
| 18 | 16.11.2019 | Советская 46 | Порыв трубы Ду-50мм. Замена участка трубы Ду-50 - 6 м.п. | Советская 46 | 16.11.19г 10-00 | 16.11.19 г 12-45 | 2:45:00 |
| 19 | 19.11.2019 | на Центр. Котельной перерасход воды | отключение луча от ЦТП | Ленина 116,118,99,95,97,92,77 ,79,85, 83, Советская 7,9,28, 32,30,44,42,40, Пионерский 1,3, Железнодорожная 1, 1А,3, Московская 4,5,1,3, Захарова 19,17, Колхозная 5 | 19.11.19г 13-00 | 19.11.19 г 14-15 | 1:15:00 |
| 20 | 25.11.2019 | порыв трубы Ду-273мм на ж.дома Бабушкина 1,1-а,3.2-а,4,Советская 27-а,29 | Отключение луча от ЦТП на ж.дома. Замена трубы с ду-273 мм на ду-50мм на ж.дом Бабушкина 3 (52м.п) | Бабушкина 1, 1А, 3, 2А, 4, Советская 27А, 29 | 25.11.19г 8-20 | 25.11.19 г 18-45 | 9:25:00 |
| 21 | 27.11.2019 | порыв трубы ду-76мм (ХВС) | Останов Котельной Медрезерв, замена трубы Ду-76мм (ХВС) -3 м.п | Менделеева 19, 2Б, 17 | 27.11.19г 13-00 | 27.11.19 г 16-35 | 5:35:00 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 22 | 11.12.2019 г | Бабушкина 4 | Порыв трубы Ду-350мм. Земляные работы.Установка хомута Ду-350мм | от ЦК и ЦТП | 9:15 | 11:15 | 2:00:00 |
| 23 | 12.12.2019 г | Пушкина 14 | Порыв трубы Ду-50.Замена вентиля Ду-50мм - 2шт, на ж.дом №14 ул.Пушкина | Пушкина 3А, 3Б | 14-00 | 15-00 | 1:00:00 |
| 24 | 13.12.2019 г | тер-рия ЦРБ (Советская) | Порыв трубы Ду-219мм. Земляные работы. Врезка запорной арматуры Ду-100мм -2 шт | останов ЦТП | 10-00 | 19:10 | 9:10:00 |
| 25 | 14.12.2019 г | тер-рия ЦРБ (Советская) | Порыв трубы Ду-219мм. Земляные работы. Замена участка трубы Ду-219мм - 24м.п | школа интернат (спальный корпус) | 10-00 13.12.2019 | 16-45 14.12.2019г | 30:45:00 |
| 26 | 31.12.2019 г | Школьная 14 | Порыв трубы Ду-150мм. Земляные работы. Замена отвода Ду-150мм | Школьная 14,12,10,8,6,4,2,3,5,71, 1А, Рудничный 2,4, Слюдянских Красногвардейцев 63,61. | 9:30 | 15:45 | 6:15:00 |
| 27 | 07.02.2020 г | Советская 11 | Порыв трубы Ду-219мм, Замена участка трубы ду-200мм 12 мп. земляные работы. | пер. Пионерский 3,1, Московская 1,3,5, Советская 11, Железнодорожная 1А,1Б,3А | 17:30 | 22:30:00 08 02.2020г | 29:00:00 |
| 28 | 10.02.20г | гор.баня | Порыв трубы (паропровод) на баню. Замена участка паропровода Ду-100мм в помещении ЦТП | Городская баня | 9:45 | 11:50 | 2:05:00 |
| 29 | 12.02.20г | Ленина 130 . | Порыв трубы Ду-89. Замена труб отопления Ду-76мм -66 мп. на ж.дом Ленина 130 (воздушка) | Ленина 130 | 9:45 | 16-40 | 6:55:00 |
| 30 | 14.02.20г | луч на ДШИ Советская 48 | Порыв трубы Ду-50мм (сгнила). Замена участка т.сети Ду-50мм в 2 нитки по 3мп. | ДШИ, кафе "Спутник", Советская 46. КФСи | 10-00 | 12:00 | 2:00:00 |
| 31 | 20.02.2020 г. | Советская 50 | Порыв трубы Ду-133мм. Замена задвижек Ду-100мм -2 шт на ж.дом Советская 50 | Бабушкина 8,10,Советская 33,35, Советская 50,54, Ленина 130, Слюдянских Красногвардейцев 1А,3, Пушкина 11,15,13, Комсомольская 40, | 9:00 | 14:05 | 5:05:00 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Д.сад №213 ул. Кутелева | | | |
| 32 | 20.02.2020 г. | Советская 50 | Порыв трубы Ду-133мм. Земляные работы, замена участка трубы - 3мп. Ду-100мм | Советская 50 | 9:00 | 18-35 | 9:35:00 |
| 33 | 25.02.2020 г | автостанция | Отгнил спутник Ду-20мм на автостанцию. Демонтаж труб Ду-20мм (спутник) ,установка хомута ду-100мм | ДШИ, кафе "Спутник", Советская 46. КФСи,клуб ЖД. Ленина 113,118,Пушкина 1 | 10:00:00 | 16-55 | 6:55:00 |
| 34 | 26.02.2020 г | автостанция | Порыв трубы Ду-100 мм. Заммна участка т.трассы в 2 нитки Ду-100мм по 2,5 м.п | ДШИ, кафе "Спутник", Советская 46. КФСи,клуб ЖД. Ленина 113,118,Пушкина 1 | 10:50:00 | 16:00 | 5:10:00 |
| 35 | 11.03.2020 г | Школьная 3 | Порыв трубы Ду-50мм (отопление) Ду-25мм ПЭ ХВС. Замена участка трубы ду-50мм 24 мп. Ду-25мм ПЭ | Школьная 3 | 10:05 | 16:30 | 6:25:00 |
| 36 | 18.03.20г | Ленина 79 (луч под прокол) | Порыв трубы Ду-250мм, проварка свищей | отключение от ЦТП | 13:15 | 19:10 | 5:55:00 |
| 37 | 28.04.2020 | луч от клуба ЖД на к-р "Байкал" | Порыв трубы Ду-50мм. Замена задвижек Ду-50мм - 2 шт. | Ленина 116,118, Пушкина1, Советская 46 | 8:45 | 14:40 | 5:45:00 |
| 38 | 21.09.2020 | Собственая база | Порыв трубы Ду-50мм. Сварочные работы скважина "Скальный" | Подгорная 2 | 20:40 | 22.10.20 г 11:00:00 | 14:10:00 |
| 39 | 24.09.2020 | Амбулаторная 8А | Порыв трубы Ду-50мм ввод в ЖД Амбулаторная 8А. Замена затворов Ду-50 -2 шт на дом. | Амбулаторная 8А, 6, 10 | 9:10 | 16:55 | 7:45:00 |
| 40 | 24.09.2020 | Амбулаторная 8А | Порыв трубы Ду-50мм ввод в ЖД Амбулаторная 8А. Замена трубы Ду-50 ввод в ж.дом Ду-50мм, земляные работы. | Амбулаторная 8А | 9:10 | 25.10.20 г 17:20:00 | 32:10:00 |
| 41 | 24.09.2020 | тер-рия ПЧ-9 | Порыв трубы Ду-200 мм на здание ПЧ-9. Сварочные работы проводит ПЧ-9 | 40 Лет Октября 12,14,16,18 | 11:40 | 16:00 | 4:20:00 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 42 | 25.09.2020 | ЦТП | Замена затвора на ЦТП Ду-200мм -1 шт | жилой фонд от ЦТП | 13:10 | 15:30 | 2:20:00 |
| 43 | 29.09.2020 | луч на ж.дома Железнодорожная 14,15, | Порыв трубы Ду-150мм. Замена труб Ду-150мм, земляные работы. | Железнодорожная 14,15 | 13:00 | 30.10.20 г 21:20:00 | 44:20:00 |
| 44 | 16.10.2020 | Слюдянских Красногвардейцев 48 | Переврезка ЖД № 48 Слюдянских Красногвардейцев. На нечетную сторону. Сварочные работы | Слюдянских Красногвардейцев 48,56,54,50, Горняцкая 5,7,9,11. | 14:55 | 16:00 | 1:05:00 |
| 45 | 17.10.2020 | Котельная "Перевал" | Порыв трубы Ду-200мм. Замена трубы Ду-200 -12 мп. | м-н Квартал (все дома), "Березовый" | 8:00 | 16:50:00 | 8:50:00 |
| 46 | 19.10.2020 | Слюдянских Красногвардейцев 48 | Переврезка ж.дома № 48 Слюдянских Красногвардейцев. На нечетную сторону. Сварочные работы | Сл. Красн. 48,56,54,50, Горняцкая 5,7,9,11. | 8:40 | 10:55 | 2:15:00 |
| 47 | 19.10.2020 | Слюдянских Красногвардейцев 48 | Переврезка ж.дома № 48 Слюдянских Красногвардейцев. На нечетную сторону. Сварочные работы | Сл. Красн. 48, Горняцкая 5, | 10:55 | 19:05 | 8:10:00 |
| 48 | 23.10.2020 | луч на Баню Город | Порыв трубы Ду-40мм (паропровод). Сварочные работы | Баня | 9:20 | 10:20:00 | 1:00:00 |
| 49 | 27.10.2020 | Теплосеть в р-не Советская 40 | Свищ на трубе Ду-350мм. Сварочные работы | Все ж.дома от ЦТП | 9:00 | 14:50:00 | 5:50:00 |
| 50 | 28.10.2020 | Пионерский 3 | Не работает затвор на ж.дом Пионерский 3. Демонтаж и монтаж затвора | Пионерский 1,3, Московская 1,3,5,Железнодорожная 1, 1А,3, 1Б, Советская 11,13. | 20:50 | 21:50:00 | 1:00:00 |
| 51 | 03.11.2020 | Амбулаторная 1 | Ремонт запорной арматуры. Ремонт запорной арматуры в тепловой камере | Д.сад №12,Фрунзе 8,10,12,14,16,18, Амбулаторная 1,2 | 14:15 | 15:57:00 | 1:45:00 |
| 52 | 05.11.2020 | ШЧ | Замена задвижек на здание ШЧ. Замена задвижек в т.камере (работы выполнял ДТВ) | 40 лет Октября 12,14,16,18 | 13:10 | 15:00 | 2:50:00 |
| 53 | 10.11.2020 | кафе "Деловой двор" Парижской Коммуны 75 | Течь вентиля в тепловой камере. Замена вентиля Ду-40мм | Парижской Коммуны 80,82,84, | 11:10 | 13:55 | 2:45:00 |
| 54 | 11.11.2020 | Тепловая сеть лучь на ЖД Пакгаузный 4А,4Б, 40Лет Октяюря 32,34,25 | Порыв трубы Ду-100мм . Проварка свищей на трубе Ду-100. Земляные работы. | Пакгаузный 4А,4Б, 40Лет Октяюря 32,34,25 | 11:00 | 16:30:00 | 5:30:00 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 55 | 17.11.2020 | Тепловая сеть лучь на ЖД Пакгаузный 4А,4Б, 40Лет Октяюря 32,34,25 | Порыв трубы Ду-100мм. Замена трубы Ду-100 -30 мп. Земляные работы. | Пакгаузный 4А,4Б, 40Лет Октяюря 32,34,25 | 8:50 | 18:35 | 9:55:00 |
| 56 | 19.11.2020 | Ленинградская ( магазин Бурлаковой) | Замена вентилей Ду-20мм в тепловой камере. Сварочные работы. Замена вентилей Ду-20-мм-2шт. | Бабушкина 1Б,Советская 37,39, Ленинградская 2А,1А, 4, Ленина 111,138,140, Пушкина 17, 4Б, РОВД. | 9:00 | 12:15 | 3:15:00 |
| 57 | 25.11.2020 | Школьная 5 | Порыв трубы Ду-50мм. Замена труб Ду-50мм на жилой дом -30м.п. Земляные работы. | Школьная 5 | 9:30 | 18:15:00 | 8:45:00 |
| 58 | 17.12.2020 | Слюдянских Красногвардейцев 61 | Ревизия вентиля Ду-32мм | Школьная 2,4,6,8,10,12,14 | 9:45 | 12:00 | 2:15:00 |
| 59 | 08.01.2021 | Пакгаузный 4Б | Порыв трубы отпления Ду -100мм. Замена участка трубы отпления Ду-100мм 24 мп | Пакгаузный 4А,4Б, 40 Лет Октября 25,32,34. | 9:00 | 19:00:00 | 10:00:00 |
| 60 | 19.02.2021 | Советская 21 | Порыв трубы отпления Ду-325 мм. Земляные работы-7м.п., проварка трубы, операционка. | Ленина 116,118,99,97,95,93, 89,87,85,83,79,77,108, 92, Советская7,9,11,13,15 ,17,19,21, 40,42,44,28,30,32, Московская 1,3,4,5, Колхозная 5, Захарова 17,19, Ж.дорожная 1,-1-а,3-б,Почтовый 1, Пионерский 1,3, Д.сад.№6., 70, Школа Интернат, ЦРБ. | 8:30 | 17:00:00 | 8:30:00 |
| 61 | 20.02.2021 | Амбулаторная 16 | Порыв трубы отпления Ду-80 мм. Установка хомута, земляные работы. | Амбулаторная 16 | 12:00 | 15:00:00 | 3:00:00 |
| 62 | 21.02.2021 | Амбулаторная 16 | Порыв трубы отпления Ду-80 мм. Земляные работы, определение утечки. | Амбулаторная 16 | 13:15 | 15:50:00 | 2:35:00 |
| 63 | 02.03.2021 | Амбулаторная 16 | Порыв трубы отпления Ду-100 мм. Земляные работы. Замена трубы подачи сварочные работы | Амбулаторная 16 | 9:20 | 14:30:00 | 5:10:00 |
| 64 | 03.03.2021 | Амбулаторная 16 | Порыв трубы отпления Ду-100 мм. Земляные работы. Замена трубы обратки сварочные работы | Амбулаторная 16 | 8:30 | 12:05:00 | 3:35:00 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 65 | 06.03.2021 | Слюдянских Красногвардейце в 56 | Течь в ТК. Замена сбросника Ду-15мм в ТК сварочные работы | Слюдянских красногвардейцев 56,54,50, горняцкая 7,9,11 | 10:45 | 13:05:00 | 2:20:00 |
| 66 | 10.03.2021 | Куприна 14 | Течь в ТК. Замена сбросника Ду-15мм в ТК сварочные работы | Куприна 57, Ленина 16,14,12 | 15:00 | 16:00:00 | 1:00:00 |
| 67 | 13.03.2021 | ул. Горная (матер.склад ж.д) | Порыв трубы на здание материальный склад РЖД. Установили заглушку (блин) | отключение восточного луча от ЦК | 21:05 | 21:45:00 | 0:40:00 |
| 68 | 14.03.2021 | Тонконога 23 | Порыв трубы Ду-200мм магистральная на восточный луч. Сварочные работы по шву трубы Ду-200мм. | отключение восточного луча от ЦК | 12:20 | 17:25:00 | 5:05:00 |
| 69 | 29.03.2021 | Тонконога 23 | Порыв трубы Ду-200мм магистральная на восточный луч. Сварочные работы по шву трубы Ду-200мм. | отключение восточного луча от ЦК | 8:50 | 10:50:00 | 2:00:00 |
| 70 | 16.09.2021 | Шахтерская 22,24 | Порыв трубы Ду-50мм. Сварочные работы по трубе. | Отключение жилых домов Шахтерская 22,24 | 16.09.2021 г 11:00:00 | 17.09.2021г 14:55:00 | 27:55:00 |
| 71 | 20.09.2021 | Тонконога 5 | порыв на трубы | Восточный луч | 20.09.2021 г 14:10 | 21.09.2021г 19:30:00 | 29:20:00 |
| 72 | 30.09.2021 | Котельная «Центральная» ТК-1 | порыв на отводе подающего трубопровода Ду 400 мм (спускник Ду 25 мм) | Полная остановка | 08:10:00 | 21 23-30 | 15:20:00 |
| 73 | 05.10.2021 | Останов ЦК | аварийно-восстановит. Работы на сетях | Все потребители | 08:00:00 | 19:40:00 | 11:40:00 |
| 74 | 12.10.2021 | Ленина 115 | порыв трубы | Ленина 113, 115, Д.сад №1 | 10:30:00 | 13:20:00 | 2:40:00 |
| 75 | 15.10.2021 | Советская 50 | порыв трубы | Советская 50 | 8:00 | 17:00:00 | 9:00:00 |
| 76 | 19.10.2021 | Советская 50 | порыв трубы | Советская 50 | 10:35 | 17:15:00 | 8:20:00 |
| 77 | 20.10.2021 | Советская 50 | порыв трубы | Советская 50 | 9:15 | 17:00:00 | 7:45:00 |
| 78 | 21.10.2021 | Советская "Корунд" | течь вентиля Ду-40мм | От ЦТП все жилые дома | 7:50 | 11:00:00 | 3:10:00 |
| 79 | 26.10.2021 | ул. Пушкина РОВД | порыв трубы | Пушкина 46,17, РОВД, Ленина 138,140,111, Ленинградская 4,1-а, 2-а , Советская 39,37, | 8:20 | 15:30:00 | 7:10:00 |
| 80 | 01.11.2021 | Шахтерская 24 | порыв трубы | Шахтерская 24,22, 43 | 09:45:00 | 16:00:00 | 6:15:00 |
| 81 | 09.11.2021 | Менделеева11 | порыв трубы | Менделеева11,19,2-а | 10:40:00 | 11:13:00 | 0:33:00 |
| 82 | 11.11.2021 | Ленина 93,95 | порыв трубы | Ленина93,95 | 11:25 | 17:45:00 | 6:20:00 |
| 83 | 15.11.2021 | Ленина 93,95 | порыв трубы | Ленина93,95 | 10:45 | 17:15:00 | 6:30:00 |
| 84 | 18.11.2021 | Тонконога 17 (ШЧ) | замена приборов учета в здании ШЧ | Тонконога 15, Пакгаузный 4-а,б, 40 лет Октября 25,27,32,33,34,35,38,42, Школа № 49 | 8:40 | 10:45:00 | 2:05:00 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 85 | 22.11.2021 | территория ПЧ 9 | порыв трубы | 40 лет Октября 12,14,18,16, Тонконога 5 | 9:40 | 14:40:00 | 5:00:00 |
| 86 | 26.11.2021 | Шахтерская 22,24,43 | монтаж повысительнго насоса | Шахтерская 22,24,43 | 8:45 | 9:30:00 | 0:45:00 |
| 87 | 09.11.2021 | 40 лет Октября 63 | подмес по трассе | Байкальская 7 | 10:37:00 | 13:00:00 | 2:20:00 |
| 88 | 03.12.2021 | Пер Пакгаузный | выдавило прокладку на насосе | Пакгаузный 4-а.4-б. 40 лет Октября 25,32,34 | 8:20 | 08:55:00 | 0:35:00 |
| 89 | 10.12.2021 | Советская 50 | вода в ТК (выдавило прокладку на задвижке) | Бабушкина 8, Советская 35,33,50, Слюд.Красн 1-а, 1, 3, Пушкина 11,13,15, Ленина 130, Комсомольская 40 | 8:24 | 10:55:00 | 3:31:00 |
| 90 | 17.12.2021 | Ленина 23 | выдавило прокладку на задвижке | Ленина 23,25,21, Солнечная 22 | 10:30 | 10:50:00 | 0:20:00 |
| 91 | 27.01.2022 | в районе парка м-н Рудо | порыв трубы Ду-150мм | Слюдянских Красногвардейцев 59,57,55,53,51,49. ДШИ, ГОРсети | 09:10:00 | 10:45:00 | 1:35:00 |
| 92 | 03.02.2022 | скважина Менделеева | сгорел глубинный насос на скважине | Менделеева 19, 2-а (Останов котельной Медрезерв) | 10:00:00 | 12:15:00 | 2:15:00 |
| 93 | 21.02.2022 | Квартал | слабое отопление в ж.доме №28 ул. Амбулаторная | Амбулаторная 16, 18, 20, 24, 26, 28, 24, 24а ,24б, 24в, 24г, Куприна 49 | 09:00:00 | 15:00:00 | 5:00:00 |
| 94 | 05.03.2022 | НТП «Перевал» | замена задвижки | м-н Квартал | 09:00:00 | 17:00:00 | 8:00:00 |
| 95 | 21.03.2022 | Советская 44 | порыв трубы Ду-200мм на Школу Интернат | все дома от ЦТП | 08:20:00 | 15:35:00 | 4:15:00 |
| 96 | 28.03.2022 | Ленина 93 | течь гор. воды по лоткам в подвал жилого дома №93 | Ленина 93,95 | 16:25:00 | 17:15:00 | 0:50:00 |
| 97 | 29.03.2022 | Ленина 93 | порыв трубы Ду-100 мм | Ленина 93,95 | 09:10:00 | 10:40:00 | 1:00:00 |
| 98 | 01.04.2022 | Ленина 93,95 | течь гор. воды по лоткам в подвал ж.дома №93 | Ленина 93,95 | 08:50:00 | 10:25:00 | 1:35:00 |
| 99 | 04.04.2022 | Ленина 93,95 | течь гор. воды по лоткам в подвал ж.дома №93 | Ленина 93,95 | 09:00:00 | 12:00:00 | 3:00:00 |
| 100 | 05.04.2022 | Ленина 93,95 | течь гор. воды по лоткам в подвал ж.дома №93 | ленина 93,95 | 09:20:00 | 23:30:00 | 14:10:00 |

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

С целью диагностики состояния тепловых сетей проводятся гидравлические и температурные испытания теплотрасс, а также на тепловые потери. Гидравлическое испытание тепловых сетей производят дважды: сначала проверяют прочность и плотность теплопровода без оборудования и арматуры, после весь теплопровод, который готов к эксплуатации, с установленными грязевиками, задвижками, компенсаторами и остальным оборудованием. Повторная проверка нужна потому, что при смонтированном оборудовании и арматуре тяжелее проверить плотность и

прочность сварных швов. В случаях, когда при испытании теплопроводов без оборудования и арматуры имеет место падение давления по приборам, значит, имеющиеся сварные швы неплотные (естественно, если в самих трубах нет свищей, трещин и пр.). Падение давления при испытании трубопроводов с установленным оборудованием и арматурой, возможно, свидетельствует, что помимо стыков выполнены с дефектами еще сальниковые уплотнения или фланцевые соединения. При предварительном испытании проверяется на плотность и прочность не только сварные швы, но и стенки трубопроводов, т.к. бывает, что трубы имеют трещины, свищи и прочие заводские дефекты. Испытания смонтированного трубопровода должны выполняться до монтажа теплоизоляции. Помимо этого, трубопровод не должен быть засыпан или закрыт инженерными конструкциями. Когда трубопровод сварен из бесшовных цельнотянутых труб, он может предъявляться к испытанию уже изолированным, но только с открытыми сварными стыками. При окончательном испытании подлежат проверке места соединения отдельных участков (в случаях испытания теплопровода частями), сварные швы грязевиков и сальниковых компенсаторов, корпуса оборудования, фланцевые соединения. Во время проверки сальники должны быть уплотнены, а секционные задвижки полностью открыты.

При гидравлическом испытании тепловых сетей последовательность проведения работ такая:

- проводят очистку теплопроводов;
- устанавливают манометры, заглушки и краны;
- подключают воду и гидравлический пресс;
- заполняют трубопроводы водой до необходимого давления;
- проводят осмотр теплопроводов и помечают места, где обнаружены дефекты;
- устраняют дефекты;
- производят второе испытание;
- отключают от водопровода и производят спуск воды из труб;
- снимают манометры и заглушки.

Для заполнения трубопроводов водой и хорошего удаления из труб воздуха водопровод присоединяют к нижней части теплопровода. Возле каждого воздушного крана необходимо выставить дежурного. Сначала через воздушников поступает только воздух, потом воздушно-водяная смесь и, наконец, только вода. По достижении выхода только воды кран перекрывается. Далее кран еще два-три раза периодически открывают для полного выпуска оставшейся части воздуха с верхних точек. Перед началом наполнения тепловой сети все воздушники необходимо открыть, а дренажи закрыть. Испытание проводят давлением, равном рабочему с коэффициентом 1,25. Под рабочим понимают максимальное давление, которое может возникнуть на данном участке в процессе эксплуатации.

При случаях испытания теплопровода без оборудования и арматуры давление поднимают до расчетного и выдерживают его на протяжении 10 мин, контролируя при этом падение давления, после снижают его до рабочего, проводят осмотр сварных соединений и обстукивают стыки. Испытания считают удовлетворительными, если отсутствует падение давления, нет течи и потения стыков. Испытания с установленным оборудованием и арматурой проводят с выдержкой в течение 15 мин, проводят осмотр фланцевых и сварных соединений, арматуры и оборудования, сальниковых уплотнений, после давление снижают до рабочего. Испытания считают

удовлетворительными, если в течение 2 ч падение давления не превышает 10%. Испытательное давление проверяет не только герметичность, но и прочность оборудования и трубопровода.

После испытания воду необходимо удалять из труб полностью. Как правило, вода для испытаний не проходит специальную подготовку и может снизить качество сетевой воды и быть причиной коррозии внутренних поверхностей труб.

Температурные испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температурным испытаниям подвергаться вся сеть от источника тепловой энергии до индивидуальных тепловых пунктов потребителей. Температурные испытания проводятся при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха. Началу испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя должен предшествовать, прогрев тепловой сети при температуре воды в подающем трубопроводе 100 °С. Продолжительность прогрева составляет порядка двух часов. Перед началом испытания производится расстановка персонала в пунктах наблюдения и по трассе тепловой сети.

В предусмотренный программой срок на источнике тепловой энергии начинается постепенное повышение температуры воды до установленного максимального значения при строгом контроле за давлением в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии и величиной подпитки (дренажа). Заданная максимальная температура теплоносителя поддерживается постоянной в течение установленного программой времени (не менее 2 ч), а затем плавно понижается до 70-80 °С.

Скорость повышения и понижения температуры воды в подающем трубопроводе выбирается такой, чтобы в течение всего периода испытания соблюдалось заданное давление в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии. Поддержание давления в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии при повышении температуры первоначально должно проводиться путем регулирования величины подпитки, а после полного прекращения подпитки в связи с увеличением объема сетевой воды при нагреве путем дренирования воды из обратного коллектора.

С момента начала прогрева тепловой сети и до окончания испытания во всех пунктах
наблюдения непрерывно (с интервалом 10 мин) ведутся измерения температур и давлений сетевой воды с записью в журналы.

Руководитель испытания по данным, поступающим из пунктов наблюдения, следит за повышением температуры сетевой воды на источнике тепловой энергии и в тепловой сети и прохождением температурной волны по участкам тепловой сети.

Для своевременного выявления повреждений, которые могут возникнуть в тепловой сети при испытании, особое внимание должно уделяться режимам подпитки и дренирования, которые связаны с увеличением объема сетевой воды при ее нагреве. Поскольку расходы подпиточной и дренируемой воды в процессе испытания значительно изменяются, это затрудняет определение по ним момента появления

неплотностей в тепловой сети. Поэтому в период неустановившегося режима необходимо анализировать причины каждого резкого увеличения расхода подпиточной воды и уменьшения расхода дренируемой воды.

Нарушение плотности тепловой сети при испытании может быть выявлено с наибольшей достоверностью в период установившейся максимальной температуры сетевой воды. Резкое отклонение величины подпитки от начальной в этот период свидетельствует о появлении не плотности в тепловой сети и необходимости принятия срочных мер по ликвидации повреждения.

Специально выделенный персонал во время испытания должен объезжать и осматривать трассу тепловой сети и о выявленных повреждениях (появление парения, воды на трассе сети и др.) немедленно сообщать руководителю испытания. При обнаружении повреждений, которые могут привести к серьезным последствиям, испытание должно быть приостановлено до устранения этих повреждений.

Системы теплопотребления, температура воды в которых при испытании превысила допустимые значения 95 °С должны быть немедленно отключены.

Измерения температуры и давления воды в пунктах наблюдения заканчиваются после прохождения в данном месте температурной волны и понижения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе до 100 °С.

Испытание считается законченным после понижения температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети до 70-80 °С.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях проводятся один раз в пять лет на с целью разработки энергетических характеристик и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей.

Осуществление разработанных гидравлических и температурных режимов испытаний производится в следующем порядке:

- включаются расходомеры на линиях сетевой и подпиточной воды и устанавливаются термометры на циркуляционной перемычке конечного участка кольца, на выходе трубопроводов из теплоподготовительной установки и на входе в нее;
- устанавливается определенный расчетом расход воды по циркуляционному кольцу, который поддерживается постоянным в течение всего периода испытаний;
- устанавливается давление в обратной линии испытываемого кольца на входе ее в теплоподготовительную установку;
- устанавливается температура воды в подающей линии испытываемого кольца на выходе из теплоподготовительной установки.

Отклонение расхода сетевой воды в циркуляционном кольце не должно превышать ±2 % расчетного значения.

Температура воды в подающей линии должна поддерживаться постоянной с точностью ±0,5 °С.

Определение тепловых потерь при подземной прокладке сетей производится при установившемся тепловом состоянии, что достигается путем стабилизации температурного поля в окружающем теплопроводы грунте, при заданном режиме испытаний.

Показателем достижения установившегося теплового состояния грунта на испытываемом кольце является постоянство температуры воды в обратной линии кольца на входе в теплоподготовительную установку в течение 4 ч.

Во время прогрева грунта измеряются расходы циркулирующей и подпиточной воды, температура сетевой воды на входе в теплоподготовительную установку и выходе из нее и на перемычке конечного участка испытываемого кольца. Результаты измерений фиксируются одновременно через каждые 30 мин.

Продолжительность периода достижения установившегося теплового состояния кольца существенно сокращается, если перед испытанием горячее водоснабжение присоединенных к испытываемой магистрали потребителей осуществлялось при температуре воды в подающей линии, близкой к температуре испытаний.

Начиная с момента достижения установившегося теплового состояния во всех намеченных точках наблюдения устанавливаются термометры и измеряется температура воды. Запись показаний термометров и расходомеров ведется одновременно с интервалом 10 мин. Продолжительность основного режима испытаний должна составлять не менее 8 часов.

На заключительном этапе испытаний методом "температурной волны" уточняется время «продолжительность достижения установившегося теплового состояния испытываемого кольца».

На этом этапе температура воды в подающей линии за 20-40 мин повышается на 10-20 С по сравнению со значением температуры испытания и поддерживается постоянной на этом уровне в течение 1 ч. Затем с той же скоростью температура воды понижается до значения температуры испытания, которое и поддерживается до конца испытаний.

Расход воды при режиме "температурной волны" остается неизменным. Прохождение "температурной волны" по испытываемому кольцу фиксируется с интервалом 10 мин во всех точках наблюдения, что дает возможность определить фактическую продолжительность пробега частиц воды но каждому участку испытываемого кольца.

Испытания считаются законченными после того, как "температурная волна" будет отмечена в обратной линии кольца на входе в теплоподготовительную установку.

Суммарная продолжительность основного режима испытаний и периода пробега "температурной волны" составляет удвоенное время продолжительности достижения установившегося теплового состояния испытываемого кольца плюс 10-12 ч.

В результате испытаний определяются тепловые потери для каждого из участков испытываемого кольца отдельно по подающей и обратной линиям.

ООО «УКС» выполняет ряд процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных и текущих ремонтов. По результатам осмотра оборудования тепловой сети и самой трассы при обходах оценивают состояние оборудования, трубопроводов, строительно-изоляционных конструкций, интенсивность и опасность процесса наружной коррозии труб и намечают необходимые мероприятия по устранению выявленных дефектов или неполадок. Дефекты, которые не могут быть устранены без отключения теплопровода, но

не представляющие непосредственной опасности для надежной эксплуатации, заносят в журнал ремонтов для ликвидации в период ближайшего останова теплопровода или в период ремонта. Дефекты, которые могут вызвать аварию в сети, устраняют немедленно. Все виды работ осуществляются по Программе, утверждаемой главным инженером предприятия. **Методы технической диагностики, осуществляемые на сетях эксплуатационной ответственности ООО «УКС»:**

**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. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов. Участки тепловых сетей, не прошедшие гидравлические испытания, подвергаются ремонту и устранению всех выявленных дефектов

**Ревизия запорной арматуры.** Вся запорная арматура перед установкой и пуском в эксплуатацию проходит предварительную проверку, в ходе которой проверяется ее соответствие проекту, наличие паспорта изготовителя, сертификата соответствия, отсутствие таких дефектов, как трещины и раковины, свободный ход штока, комплектация и. т. д. В случае нарушений по одному из пунктов принимается решение о возврате. Перед монтажом запорная арматура должна пройти ревизию, которой предусматривается:

- разборка арматуры без демонтажа запорной и регулирующей части штока; - очистка и смазка ходовой части;
- проверка уплотнительных поверхностей;
- обратная сборка с установкой прокладок, набивкой сальника и проверкой плавности хода штока;
- гидравлические испытания на плотность и прочность.

Кроме того, ревизии подвергается вся арматура, нормативный срок эксплуатации которой истек.

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

**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.

**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 теплосетях имеет ограниченную область использования.

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

**В настоящее время теплосетевыми и теплоснабжающими организациями на территории России применяются более современные методы диагностики состояния тепловых сетей. Следует выделить перспективные методы технической диагностики, не нашедшие применения на Предприятии, которые в ближайшей перспективе могут использоваться в дополнение к существующим методам:**

**Шурфовка трубопроводов тепловых сетей.** Применяются для контроля состояния подземных теплопроводов, теплоизоляционных и строительных конструкций. Число ежегодно проводимых плановых шурфовок устанавливают в зависимости от протяженности сети, типов прокладки и теплоизоляционных конструкций и количества коррозионных повреждений труб. На каждые 5 км трассы должно быть не менее одного шурфа. На новых участках сети шурфовки производят, начиная с третьего года эксплуатации. Эксплуатирующая организация должна иметь специальную схему тепловой сети, на которой отмечают места и результаты шурфовок, места аварийных повреждений и затопления трассы, переложенные участки.

**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 магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли.** Метод имеет мало статистики и пока трудно сказать о его эффективности в условиях города.

Схема формирования плана проектирования перекладок на основе данных мониторинга состояния прокладок теплосетей представлена на рисунке 1.7.

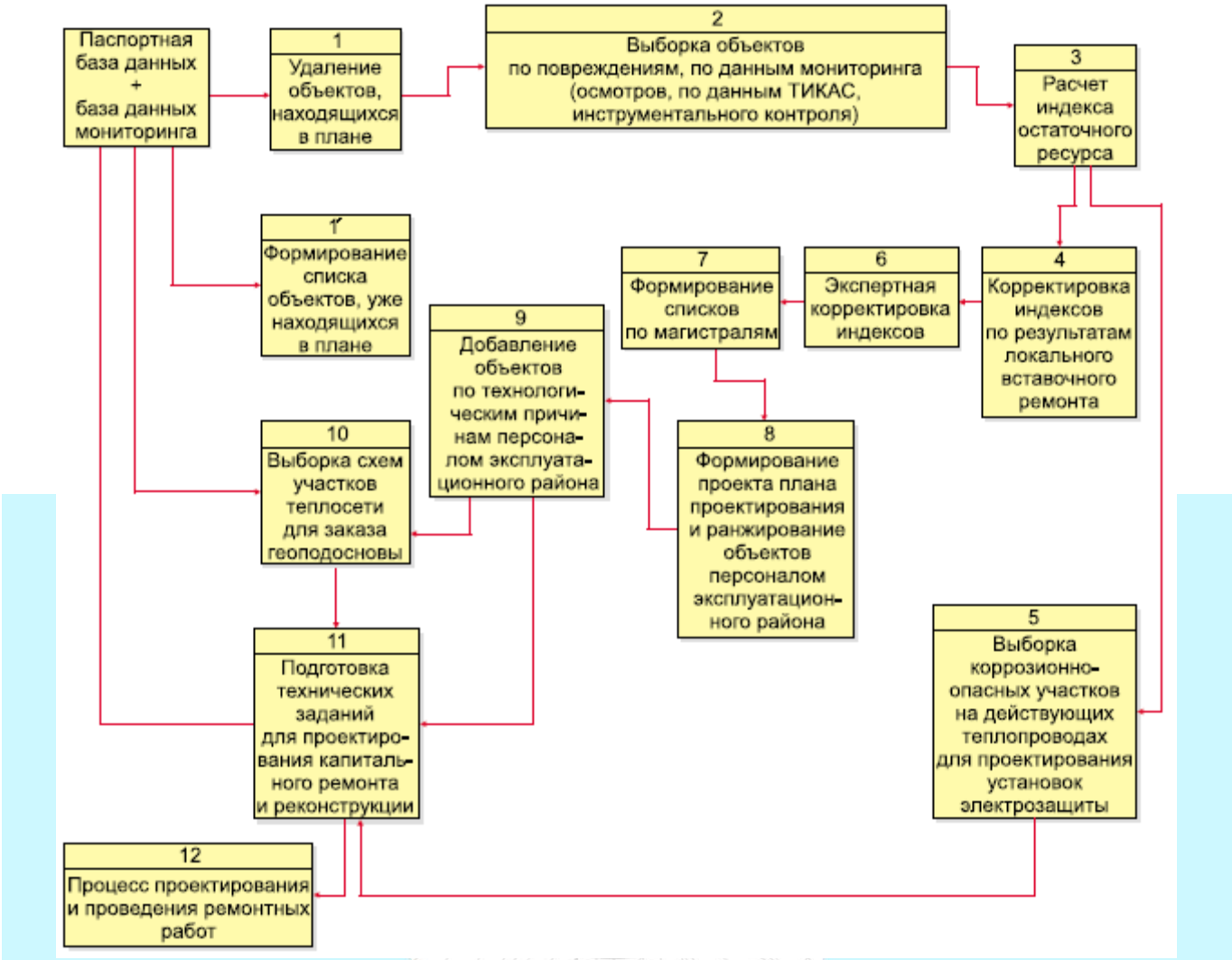



*Рисунок 1.7 – Схема формирования плана проектирования и перекладок*

Общая протяженность тепловых сетей 31,364 км. Около 50% теплосетей имеют повышенную степень износа. Это означает, что для поддержания надежности теплоснабжения городского поселения и обеспечения безопасности необходимо в короткий летний (ремонтный) период найти самые опасные (ненадежные) места и локально заменить их новыми трубами. Помимо этого, нужно проанализировать данные о состоянии наиболее протяженных теплопроводов и выбрать участки, в первую очередь требующие реконструкции или капитального ремонта. Последнюю операцию необходимо произвести в течение одного месяца после завершения опрессовок.

### 1.3.14. 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 требуется следующее:

1. Техническое освидетельствование тепловых сетей должно производиться не реже 1 раза в 5 лет в соответствии с 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 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 (10 кгс/см$^2$) (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 в соответствии с п.1.3, 1.4 РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя».

Согласно п.6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры; испытаниям на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

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 органа эксплуатации тепловых сетей (далее по тексту – 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 выполнить следующие действия:

- проверить выполнение всех подготовительных мероприятий;
- организовать проверку технического и метрологического состояния средств измерений согласно нормативно-технической документации;
- проверить отключение предусмотренных программой 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 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 давления.

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.

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.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать НТД.

### 1.3.15. Уровень автоматизации центральных тепловых пунктов, насосных станций

В настоящий момент автоматизация источников теплоснабжения котельных ООО «УКС», находится в режиме планов и разработок.

### 1.3.16. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии

Для оценки тепловых потерь в тепловых сетях принимаем утверждённые нормативы технологических потерь при передачи тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям на 2019 год. Расчет изменения доли тепловых потерь к отпуску в тепловые сети за 3 года приведен в таблице 1.39.

***Таблица 1.39 – Доля тепловых потерь за 2011-2020 г.г.***

| Нормативные потери в тепловых сетях, Гкал | Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 2011 г. | 2017 г. | 2019 г. | 2020 г. |
| 33104,929 | 148 177,60 | 167797,21 | 183888,69 | 182544,76 |
| Доля потерь, % | 22,80% | 20,10% | 18,00% | 18,14% |

В целом доля нормативных потерь при передаче тепловой энергии снижается, но в целом имеет высокий показатель, не соответствующий современным требованиям энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

### 1.3.17 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет

На тепловых сетях, централизованных отельных городского поселения Слюдянка, происходили небольшие аварийные ситуации, которые не приводили к отказам работы системы теплоснабжения.

Данные о статистике отказов на тепловых сетях за последние 3 года документально зафиксированы.

| № | Наименование акта | объект отказа |
|---|---|---|
| 1 | Акт № 7-ТС-2020 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 25.02.2020 года | тепловые сети центрального микрорайона - на клуб "Железнодорожников" |
| 2 | Акт № 6-ТС-2020 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 08.02.2020 года | тепловые сети ул.Московская - пер.Пионерский |
| 3 | Акт № 5-ТС-2020 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 07.02.2020 года | тепловые сети ул.Московская - пер.Пионерский |
| 4 | Акт № 4-ТС-2020 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 16.01.2020 года | тепловые сети центрального микрорайона - в районе жилого дома №1 по ул.Слюдянских Красногвардейцев (ЗАГС) |
| 5 | Акт № 3-ТС-2019 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 21.11.2019 года | тепловые сети от котельной Резерв |
| 6 | Акт № 2-ТС-2019 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 26.09.2019 года | тепловые сети по ул.Менделеева, ул.Ленина в районе котельной "Стройка" |
| | Отопительный период 2020-2021 г.г. | |
| 7 | Акт №8-ТС 2020 от 30.09.2020 года о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 29.09.2020 года | тепловые сети центрального микрорайона - ул.Железнодорожная 14,15 |
| 8 | Акт №9-ТС 2020 от 01.10.2020 года о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 30.09.2020 года | тепловые сети центрального микрорайона -ул.Железнодорожная 14,15 |
| 9 | Акт №1-ТС 2021 от 19.03.2021 года о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 19.03.2021 года | тепловые сети центрального микрорайона -ул. Советская, 21 |

| Наименование | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Количество отказов тепловых сетей официально оформленных актами расследований | н/д | н/д | н/д | 2 | 6 | 1 |

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

Информация о количестве восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднем времени, затраченном на восстановление

работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет предоставлена в разделе 1.3.12.

**Часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии"**

На территории городского поселения действует 10 источников централизованного теплоснабжения.

Источники тепловой энергии городского поселения, находятся в пользовании на основании концессионного соглашения с июля 2018 года ООО «УКС» г. Слюдянка. ООО «Управление коммунальными системами» осуществляет теплоснабжение собственных цехов и промышленных предприятий, а также теплоснабжение жилых и социальных потребителей городского поселения.

Процессы производства и передачи тепловой энергии от котельных описаны в части 2 главы 1. Описание процессов транспортировки тепловой энергии от котельных, транзитом через тепловые сети к жилым и социальным потребителям приведено в части 3 главы 1.

Границы зон действия котельных и индивидуальных источников тепловой энергии, представлены на рисунке 1.1 в части 1 главы 1.

## Часть 5 "  Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии"

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

Расчетными элементами территориального деления, неизменяемыми в границах на весь срок проектирования, являются кадастровые кварталы, в границах которых расположены зоны действия муниципальных котельных. Значения потребления тепловой энергии (мощности) при расчетных температурах наружного воздуха в соответствии с требованиями строительной климатологии приведены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Значения потребления тепловой энергии (мощности) при расчетных температурах наружного воздуха в расчетных элементах территориального деления по температурному графику 95-70, °С

| **Месяц** | **Среднемесячная температура наружного воздуха, °С** |
|---|---|
| Январь | -17,4 |
| Февраль | -17 |
| Март | -9,9 |
| Апрель | -0,3 |
| Май | 6 |
| Июнь | 11,8 |
| Июль | 15,3 |
| Август | 14,2 |
| Сентябрь | 7,8 |
| Октябрь | -1,7 |
| Ноябрь | -7,3 |
| Декабрь | -13,5 |
| Год | -0,7 |

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

Значение тепловой нагрузки на коллекторах источников тепловой энергии котельных г.п. Слюдянка приведены в таблице 2.20.

| № пп | Котельная | Количество котельных | Установленная мощность, Гкал/час | Количество котлов | Присоединенная нагрузка,Гкал/час | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | объектов | Потери в сетях | Всего |
| 1. | Центральная* | 1 | 43,05 | 3 | 27,13450 | 2,46666 | 29,601 |
| 2. | Перевал | 1 | 11,193 | 3 | 9,18030 | 2,08639 | 11,267 |
| 3. | Рудо | 1 | 15,211 | 3 | 5,7776 | 1,00734 | 6,785 |
| 4. | Стройка | 1 | 5,372 | 4 | 3,40590 | 0,37010 | 3,776 |
| 5 | Дом ребенка | 1 | 0,976 | 2 | 0,24733 | 0,00572 | 0,253 |
| 6 | Собств. База | 1 | 0,469 | 2 | 0,21310 | 0,02819 | 0,241 |
| 7 | Ростелеком | 1 | 0,518 | 2 | 0,1636 | 0,00901 | 0,173 |
| 8 | СМП | 1 | 3,5 | 4 | 1,7233 | 0,28034 | 2,004 |
| 9 | Резерв | 1 | 1,2 | 2 | 0,4199 | 0,04781 | 0,468 |
| 10 | Эл.котельная Сухой ручей | 1 | 0,104 | 1 | 0,1182 | 0 | 0,118 |
| | ИТОГО | 10 | 81,381 | 27 | 48,3837 | 6,3016 | 54,686 |

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

Теплоснабжение ряда потребителей частного сектора и вновь вводимых зданий осуществляется от индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.

Степень обеспеченности теплоснабжением существующих потребителей на территории городского поселения рассмотрена в Главе 2.

В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ №190 «О теплоснабжении» «Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии при наличии осуществлённого в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов» перевод многоквартирных жилых домов на использование поквартирных источников не ожидается.

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

В виду отсутствия приборов учета отпуска тепловой энергии с котельных и потребления зданиями, невозможно определить значения потребления тепловой энергии ни по одной зоне теплоснабжения. Все расчеты осуществляются в соответствии с методическими рекомендациями.

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

В соответствии с приказом министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 17.11.2020 года № 58-38-мпр установлены и утверждены отдельные нормативы потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области.

МИНИСТЕРСТВО ЖИЛИЩНОЙ ПОЛИТИКИ, ЭНЕРГЕТИКИ
И ТРАНСПОРТА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

# П Р И К А З

17 ноября 2020 года № 58-38-мпр

Иркутск

Об установлении и утверждении отдельных нормативов потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области

В соответствии со статьей 157 Жилищного кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 года № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме», руководствуясь статьей 21 Устава Иркутской области,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Установить, что при определении нормативов потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области (далее – нормативы потребления коммунальных услуг), утвержденных пунктом 2 настоящего приказа, применен расчетный метод.

2. Утвердить следующие нормативы потребления коммунальных услуг:

1) нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению (приложение 1);

2) нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению в жилых помещениях многоквартирных домов и жилых домов, оснащенных электроотопительными установками (приложение 2);

3) нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке (приложение 3);

4) нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке, оснащенных электроотопительными установками (приложение 4).

3. Ввести в действие с 1 января 2021 года нормативы потребления коммунальных услуг, утвержденные пунктом 2 настоящего приказа, за исключением предусмотренных в таблице 1 приложения 1 к настоящему приказу нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов до 1999 года постройки для одно-, двухэтажных многоквартирных и жилых домов на территории

Иркутской области, трех-, четырех этажных многоквартирных и жилых домов, расположенных на территории Алехинского муниципального образования, Баклашинского муниципального образования, Мишелевского муниципального образования, Среднинского муниципального образования, муниципального образования «город Шелехов», пятиэтажных – девятиэтажных многоквартирных домов, расположенных на территории Баклашинского муниципального образования, муниципального образования «город Шелехов».

При расчете размера платы за коммунальную услугу по отоплению в соответствии с законодательством для одно-, двухэтажных многоквартирных и жилых домов на территории Иркутской области, трех-, четырех этажных многоквартирных и жилых домов, расположенных на территории Алехинского муниципального образования, Баклашинского муниципального образования, Мишелевского муниципального образования, Среднинского муниципального образования, муниципального образования «город Шелехов», пятиэтажных - девятиэтажных многоквартирных домов, расположенных на территории Баклашинского муниципального образования, муниципального образования «город Шелехов» продолжают применяться нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению, действовавшие по состоянию на 30 июня 2012 года, рассчитанные исходя из оплаты указанной коммунальной услуги равномерно в течение календарного года.

4. Признать утратившими силу:

1) приказ министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 23 августа 2016 года № 90-мпр «Об установлении и утверждении отдельных нормативов потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области»;

2) пункт 4 приказа министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 28 октября 2016 года № 132-мпр «Об установлении и утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению на общедомовые нужды на территории Иркутской области»;

3) пункт 5 приказа министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 23 марта 2017 года № 43-мпр «О внесении изменений в отдельные приказы министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области»;

4) пункт 3 приказа министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 11 апреля 2018 года № 60-мпр «О внесении изменений в отдельные приказы министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области»;

5) пункт 1 приказа министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 30 декабря 2019 года № 58-57-мпр «О внесении изменений в отдельные приказы министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области».

5. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области»

(ogirk.ru), на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

6. Настоящий приказ подлежит размещению на официальном сайте министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» в течение 10 календарных дней со дня его принятия.

Министр жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области А.Н. Никитин

Приложение 1

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом министерства жилищной политики,
энергетики и транспорта Иркутской области
от 17 ноября 2017 № 58-38-мпр

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению

Таблица 1. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов до 1999 года постройки включительно

| № п/п | Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области) | Категория многоквартирного (жилого) дома | Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц) | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича | Многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков | Многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов |
| | | Этажность | Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Муниципальные образования Слюдянского района | 1 | 0,0495 | 0,0495 | 0,0495 |
| | | 2 | 0,0459 | 0,0459 | 0,0459 |
| | | 3-4 | 0,0318 | 0,0318 | 0,0318 |
| | | 5-9 | 0,0271 | 0,0271 | 0,0271 |

Таблица 2. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов после 1999 года постройки

| № п/п | Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области) | Категория многоквартирного (жилого) дома | Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц) | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича | Многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков | Многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов |
| | | Этажность | Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Муниципальные образования Слюдянского района | 1 | 0,0183 | 0,0183 | 0,0183 |
| | | 2 | 0,0154 | 0,0154 | 0,0154 |
| | | 3 | 0,0171 | 0,0171 | 0,0171 |
| | | 4-5 | 0,0146 | 0,0146 | 0,0146 |

Приложение 2

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом министерства жилищной политики,
энергетики и транспорта Иркутской области
от 17 декабря 2010 года № 58-38-мпр

Нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению в жилых помещениях многоквартирных домов и жилых домов, оснащенных электроотопительными установками

Таблица 1. Нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению в жилых помещениях многоквартирных домов и жилых домов, оснащенных электроотопительными установками, до 1999 года постройки включительно

| № п/п | Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области) | Категория многоквартирного (жилого) дома | Норматив потребления (кВт·ч на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц) | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича | Многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков | Многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов |
| | | Этажность | Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Муниципальные образования Слюдянского района | 1 | 57,55 | 57,55 | 57,55 |
| | | 2 | 53,41 | 53,41 | 53,41 |
| | | 3 | 33,11 | 33,11 | 33,11 |

Таблица 2. Нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению в жилых помещениях многоквартирных домов и жилых домов, оснащенных электроотопительными установками, после 1999 года постройки

| № п/п | Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области) | Категория многоквартирного (жилого) дома | Норматив потребления (кВт·ч на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц) | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича | Многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков | Многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов |
| | | Этажность | Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Муниципальные образования Слюдянского района | 1 | 21,32 | 21,32 | 21,32 |
| | | 2 | 17,96 | 17,96 | 17,96 |
| | | 3 | 17,96 | 17,96 | 17,96 |

Приложение 3

Утверждены
приказом министерства жилищной политики,
энергетики и транспорта Иркутской области
от «14» ноября 2022 года № 58-38-мпр

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке

Таблица 1. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке, до 1999 года постройки включительно

| № п/п | Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области) | Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Направление использования коммунального ресурса: отопление на кв. метр следующих надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц | | | | | | | |
| | | Коровники | Свинарники | Овчарни | Конюшни | Птичники | Овощехранилища | Гаражи | Бани, сауны, бассейны |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Муниципальные образования Слюдянского района | 0,0251 | 0,0447 | 0,0226 | 0,0296 | 0,0472 | 0,0275 | 0,0389 | 0,0561 |

Таблица 2. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке, после 1999 года постройки

| № п/п | Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области) | Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Направление использования коммунального ресурса: отопление на кв. метр следующих надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц | | | | | | | |
| | | Коровники | Свинарники | Овчарни | Конюшни | Птичники | Овощехранилища | Гаражи | Бани, сауны, бассейны |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Муниципальные образования Слюдянского района | 0,0093 | 0,0166 | 0,0084 | 0,0110 | 0,0175 | 0,0102 | 0,0144 | 0,0208 |

Приложение 4

Утверждены
приказом министерства жилищной политики,
энергетики и транспорта Иркутской области
от «14» ноября 2022 года № 58-38-мпр

Нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке, оснащенных электроотопительными установками

Таблица 1. Нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке, оснащенных электроотопительными установками, до 1999 года постройки включительно

| № п/п | Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области) | Нормативы потребления (кВт·ч на 1 кв. метр надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Направление использования коммунального ресурса: электроснабжение на кв. метр следующих надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц | | | | | | | |
| | | Коровники | Свинарники | Овчарни | Конюшни | Птичники | Овощехранилища | Гаражи | Бани, сауны, бассейны |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Муниципальные образования Слюдянского района | 29,22 | 51,97 | 26,32 | 34,48 | 54,89 | 31,93 | 45,22 | 65,29 |

Таблица 2. Нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке, оснащенных электроотопительными установками, после 1999 года постройки

| № п/п | Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области) | Нормативы потребления (кВт·ч на 1 кв. метр надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Направление использования коммунального ресурса: электроснабжение на кв. метр следующих надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц | | | | | | | |
| | | Коровники | Свинарники | Овчарни | Конюшни | Птичники | Овощехранилища | Гаражи | Бани, сауны, бассейны |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Муниципальные образования Слюдянского района | 10,82 | 19,25 | 9,75 | 12,77 | 20,33 | 11,83 | 16,75 | 24,18 |

Приказом министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 17.02.2021 года № 58-5 мпр внесены изменения в приказ

министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 17.11.2020 года № 58-38 мпр.

МИНИСТЕРСТВО ЖИЛИЩНОЙ ПОЛИТИКИ, ЭНЕРГЕТИКИ
И ТРАНСПОРТА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

# П Р И К А З

17 февраля 2021 года № 58-5-мпр

Иркутск

О внесении изменений в приказ министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 17 ноября 2020 года № 58-38-мпр «Об установлении и утверждении отдельных нормативов потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области»

В соответствии со статьей 157 Жилищного кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 21 декабря 2020 года № 2185 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов», руководствуясь статьей 21 Устава Иркутской области,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Внести в приказ министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 17 ноября 2020 года № 58-38-мпр «Об установлении и утверждении отдельных нормативов потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области» (далее – приказ) следующие изменения:

1) пункт 3 изложить в новой редакции:

«3. Ввести в действие с 1 января 2021 года нормативы потребления коммунальных услуг, утвержденные пунктом 2 настоящего приказа, за исключением предусмотренных в таблице 1 приложения 1 к настоящему приказу нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов до 1999 года постройки для одно-, двух-, трех-, четырех-, пятиэтажных – девятиэтажных многоквартирных и жилых домов на территории Иркутской области.

При расчете размера платы за коммунальную услугу по отоплению в соответствии с законодательством для одно-, двух-, трех-, четырех-, пятиэтажных – девятиэтажных многоквартирных и жилых домов на территории Иркутской области продолжают применяться нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению, действовавшие по состоянию на 30 июня

2012 года, рассчитанные исходя из оплаты указанной коммунальной услуги равномерно в течение календарного года.».

2) строку 15 Таблицы 1. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов до 1999 года постройки включительно, утвержденной приложением 1 к приказу изложить в следующей редакции:

«

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 15 | Муниципальные образования Аларского района, муниципальные образования Боханского района | 1 | 0,0500 | 0,0500 | 0,0500 |
| | | 2 | 0,0463 | 0,0463 | 0,0463 |
| | | 3-4 | 0,0326 | 0,0326 | 0,0326 |
| | | 5-9 | 0,0287 | 0,0287 | 0,0287 |

».

2. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

3. Настоящий приказ подлежит размещению на официальном сайте министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» в течение 10 календарных дней со дня его принятия.

4. Настоящий приказ вступает в силу через десять календарных дней после дня его официального опубликования и распространяется на правоотношения, возникшие с 1 января 2021 года.

Министр жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области — А.Н. Никитин

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

Значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения приведены в таблице ниже:

| Наименование потребителя | Местонахождение (Адрес) | Теплоисточник | Наличие прибора учета тепловой энергии | Площадь, м2 | Тепловая нагрузка год, Гкал |
|---|---|---|---|---|---|
| Государственное бюджетное учреждение здравоохранения «Областная детская туберкулезная больница» | 665904,г.Слюдянка, ул.Шахтерская, 14 | Дом ребенка | теплосчетчик | 1 796,00 | 640,09 |
| **Итого:** | | | | 1 796,00 | 640,09 |
| Калюжная Виктория Игоревна | ул.Менделеева , д. 5 | Резерв | | потери | 2,63 |
| Шелехова Мария Геннадьевна | ул.Менделеева , д. 6 | Резерв | | потери | 3,10 |
| Областное государственное казенное учреждение здравоохранения «Областной медицинский центр мобилизационных резервов «Резерв» | Менделеева | Резерв | | 2 338,00 | 694,996 |
| **Итого:** | | | | 2 338,00 | 700,722 |
| Муниципальное бюджетное дошкольное учреждение "Детский сад общеразвивающего вида № 12 г.Слюдянки" | 665904,г.Слюдянка, ул.Куприна,53,55 | Перевал | теплосчетчик | 400 | 152,251 |
| Муниципальное бюджетное учреждение культуры " Дом культуры Перевал Слюдянского муниципального района района" | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина,8а | Перевал | теплосчетчик | 655 | 239,826 |
| Муниципальное бюджетное учреждение дополнительного образования "Дом детского творчества г.Слюдянки" | 665904,г.Слюдянка, ул.Фрунзе,14 | Перевал | | 892 | 214,77 |
| Муниципальное бюджетное образовательное учреждение дополнительного образования " Детско-юношеская спортивная школа г.Слюдянки" | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина,1Е | Перевал | теплосчетчик | 3282 | 1287,87 |
| Федеральное государственное казенное учреждение «3 отряд федеральной противопожарной службы по Иркутской области» | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 2а | Перевал | теплосчетчик | 1137 | 432,066 |
| Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение средняя общеобразовательная школа №2 г.Слюдянки | 665904,г.Слюдянка, ул.Куприна,2 | Перевал | теплосчетчик | 2190 | 788,192 |
| ИП Андриевская Е.П. | 665904,г.Слюдянка, ул.Фрунзе, 8 | Перевал | | 167 | 42,521 |
| ОАО "Ангарскцемент" | 665904,г.Слюдянка, ул. Фрунзе,5б кв6,9,10,31 | Перевал | | 145 | 51,535 |
| ИП Парников Н.С. | 665904,г.Слюдянка, ул.Куприна, 46, пом. 1; Амбулаторная, 26/1 ; пер.Красногвард,2/1 ,Амбулаторная 24/д | Перевал | | 251,2 | 43,803 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| ООО Перевал | ул.Фрунзе,5 | Перевал | | 279,9 | 71,01 |
| ООО Лидер-Дент | ул.Фрунзе,1-9 | Перевал | | 61 | 21,633 |
| Ип Михайличенко О.В. | м-рн Березовый,9-3 | Перевал | теплосчет чик | потери | 2,51 |
| ИП Мухамедзянова Н.В. | м-рн Березовый,4 | Перевал | | 14,4 | 5,32 |
| Казанцев Михаил Владимирович | 665904 г. Слюдянка, ул. Фрунзе 1/3 | Перевал | | 19 | 4,248 |
| Гуральников Евгений Олегович | 665904 г. Слюдянка, ул. Фрунзе 1/4 | Перевал | | 16 | 3,577 |
| Гуральников Олег Александрович | 665904 г. Слюдянка, ул. Амбулаторная 3/1 | Перевал | | 13 | 2,7 |
| Москвин В.В. | ул.Фрунзе1/2 | Перевал | | 19 | 3,961 |
| ИП Дьяченко | г.Слюдянка ,ул.Фрунзе,7 | Перевал | | 260 | 92,664 |
| ИП Шульц М.П. | 665904,г.Слюдянка, ул.Фрунзе, 10; | Перевал | | 43,1 | 10,834 |
| Муниципальное бюджетное учреждение здравоохранения Слюдянская районная больница | 665904,г.Слюдянка, ул.Фрунзе, 10-101 | Перевал | | 57,4 | 20,46 |
| ИП Соломина | 665904,г.Слюдянка, ул.Фрунзе 8 | Перевал | | 715,6 | 205,54 |
| ЦСКиД Библиотека | 665904,г.Слюдянка, ул.Фрунзе, 8а | Перевал | | 99 | 27,87 |
| ООО Селеста | 665904,г.Слюдянка, ул.Фрунзе, 10-102 | Перевал | | 83,6 | 29,795 |
| **Итого:** | | | | 10800,2 | 3754,956 |
| Областное государственное бюджетное учреждение социального обслуживания "Комплексный центр социального обслуживания населения Слюдянского района" | 665904,г.Слюдянка, ул.Школьная,4 | Рудо | | 318,00 | 165,65 |
| Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение основная общеобразовательная школа №1 г.Слюдянки | 665904,г.Слюдянка, у.Гранитная,1 | Рудо | теплосчет чик | 361,00 | 162,03 |
| ООО Санаторий "Жемчужина Сибири" | 665904,г.Слюдянка, ул.Слюд.красногвардейцев,57 | Рудо | | 1 106,00 | 295,51 |
| ИП Бочаров А.С. | 665904,г.Слюдянка, ул.П. Коммуны, 84/41 | Рудо | | 108,00 | 18,65 |
| ИП Иванова Г.А. | 665904,г.Слюдянка, ул.Горняцкая,4 | Рудо | | 210,00 | 27,46 |
| ИП Горева А.Б. | 665904,г.Слюдянка, ул.П. Коммуны, 82-55, П. Коммуны, 84-101 | Рудо | | 165,90 | 28,98 |
| ООО "Гюмри" | 665904,г.Слюдянка, ул.Школьная 9, | Рудо | | 140,00 | 29,99 |
| ИП Зинуров Г.Т. | 665904,г.Слюдянка, ул.Шахтерская29 | Рудо | теплосчет чик | 477,00 | 145,41 |
| Местная православная религиозная организация "Приход Свято-никольский" | 665904,г.Слюдянка, ул.Пар.коммуны,86-7 | Рудо | | 34,00 | 12,05 |
| Сумцова А.Н. | пер.Рудничный,2а | Рудо | теплосчет чик | 68,00 | 24,06 |
| ИП Богомолов | Пар.коммуны82-55 | Рудо | теплосчет чик | 34,20 | 12,19 |
| Шапошников геннадий Иванович | 665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-6 | Рудо | | 24,00 | 4,46 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Усольцев Сергей Александрович | 665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-5 | Рудо | | 24,00 | 4,46 |
| Москвин В.А. | 665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-7 | Рудо | | 24,00 | 4,46 |
| Комаров П.Д. | 665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-10 | Рудо | | 24,00 | 4,46 |
| Лукьяненко И.Н. | 665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-3 | Рудо | | 24,00 | 4,46 |
| Котенев И.А. | 665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-4 | Рудо | | 24,00 | 4,46 |
| Ахметчин Валерий Саханович | 665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-11 | Рудо | | 24,00 | 4,46 |
| Кузнецов Валерий Кириллович | 665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-12 | Рудо | | 24,00 | 4,46 |
| Козлов Валентин Валентинович | 665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-2 | Рудо | | 24,00 | 4,46 |
| Виноградов В.С | 665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-8 | Рудо | | 24,00 | 4,46 |
| Гордеева Е.М. | Шахтерская,19 | Рудо | | потери | 2,59 |
| МБОУ ДО Детская Школа Искусств | 665904 г. Слюдянка, ул. Слюдянских красногвардейцев,36 | Рудо | | 866,00 | 255,66 |
| **Итого:** | | | | 4 128,10 | 1 224,83 |
| Детский сад № 8 "Солнышко" | Ленина23а | СМП | теплосчетчик | 745,00 | 354,73 |
| ИП Тарасова М.И. | Ленина27а маг Ступени | СМП | теплосчетчик | 43,40 | 15,47 |
| ИП Терентьева Г.В. | 665904,г.Слюдянка, м-н Береснева маг.Дарья | СМП | | 46,30 | 8,99 |
| ООО Славянка | 665904,г.Слюдянка, ул..Ленина, 23/1 | СМП | теплосчетчик | 99,00 | 35,07 |
| Лоза В.К | пер.Солнечный,11 | СМП | | 122,50 | 43,37 |
| **Итого:** | | | | 1 056,20 | 457,63 |
| ИП Соломина | 665904 г. Слюдянка, ул. Пролетарская,40 | Собственная база | | 277 | 93,518 |
| **Итого:** | | | | 277,00 | 93,52 |
| Управление Пенсионного фонда Российской Федерации (государственное учреждение) в Слюдянском районе Иркутской области | 665904,г.Слюдянка, пер. Базовый,5 | Стройка | теплосчетчик | 802,00 | 354,63 |
| ИП Тарасова О.Н. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина1А-11 | Стройка | теплосчетчик | 435,00 | 15,50 |
| ООО "СВК- Иркутск" | 665904,г.Слюдянка, Базов. пер., 5литБ | Стройка | теплосчетчик | 1 132,00 | 430,00 |
| ИП Дорофеева В.В. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 3 "б" | Стройка | | 13,20 | 4,70 |
| ИП Петрусева Г.В. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 3 "б" | Стройка | | 13,20 | 4,70 |
| ООО "Море пива" | 665904,г.Слюдянка, Базовый пер., 5 | Стройка | теплосчетчик | 335,00 | 91,75 |
| Ип Сороковиков | ул.Ленина,кафе Панорама | Стройка | теплосчетчик | 434,00 | 192,42 |
| Анцифиров Виктор Васильевич | 665904 г. Слюдянка, ул. Менделеева4а | Стройка | | потери | 1,89 |
| Малых Б.М. | Заречная,4 | Стройка | | потери | 59,60 |
| Малых С.И. | Энтузиастов,5 | Стройка | | потери | 2,12 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Цогла А.И. | Энтузиастов,11 | Стройка | | потери | 2,11 |
| Харитонова | Энтузиастов,1 | Стройка | | потери | 2,34 |
| Луцик Р.З. | Энтузиастов,9 | Стройка | | потери | 2,63 |
| **Итого:** | | | | 3 164,40 | 1 164,39 |
| Муниципальное бюджетное учреждение "Цетр спорта культуры и досуга" | 665904,г.Слюдянка, ул. Ленина, 85 а | Центральная | | 72,00 | 17,62 |
| Муниципальное бюджетное учреждение "Межпоселенческая центральная библиотека Слюдянского района" | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина,83Б | Центральная | | 526,00 | 104,12 |
| Управление министерства социального развития, опеки и попечительства Иркутской области по Слюдянскому району | 665904,г.Слюдянка, ул.Советская, 34; Ленина, 113 | Центральная | | 70,10 | 24,98 |
| Администрация Слюдянского городского поселения Слюдянского района | 665904,г.Слюдянка, ул.Советская, 34 | Центральная | теплосчетчик | 470,00 | 172,98 |
| Муниципальное бюджетное образовательное учреждение дополнительного образования " Детская школа искусств г.Слюдянки" | 665904,уг.Слюдянка ,ул.Слюд.красногвардейцев,36 | Центральная | | 96,00 | 211,47 |
| Федеральное государственное бюджетное учреждение"Федеральная кадастровая палата Федеральной службы государственной регистрации ,кадастра и картографии" | 665904 г. Слюдянка, ул. Ржанова 4 | Центральная | | 31,80 | 11,38 |
| МБДОУ "Детский сад общеразвивающеговида №5 Радуга | ул.Слюдянских красногвардейцев,9 а | Центральная | теплосчетчик | 907,00 | 410,22 |
| Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Иркутской области | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 83а | Центральная | | 39,00 | 16,49 |
| Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение средняя общеобразовательная школа №49 г.Слюдянки | 665904,г.Слюдянка, Тонконога,21 | Центральная | теплосчетчик | 1 639,00 | 664,83 |
| Отдел Министерства внутренних дел Российской Федерации по Слюдянскому району | 665904,г.Слюдянка, ул.Кутелева,53 | Центральная | | 2 792,00 | 1 129,36 |
| Муниципальное казенное учреждение «Комитет по управлению муниципальным имуществом и земельным отношениям муниципального образования Слюдянский район» | 665904,г.Слюдянка, Ржанова,4 | Центральная | теплосчетчик | 1 726,00 | 404,89 |
| МКУ "МЦБ" | Ржанова,4 | Центральная | | 159,00 | 26,54 |
| МКУ "Комитет по социальной политике и культуре МО Слюд.р-н | Ржанова,4 | Центральная | | 48,60 | 16,14 |
| Служба Записи Актов Гражданского Состояния Иркутской области | 665904,г.Слюдянка, Советская, 50 | Центральная | теплосчетчик | 202,80 | 64,50 |
| Управление Судебного департамента в Иркутской области | 665904,г.Слюдянка, ул.Кутелева,53 | Центральная | теплосчетчик | 414,00 | 112,52 |
| Прокуратура Иркутской области | 665904,г.Слюдянка, ул.Кутелева,54 | Центральная | | 535,00 | 113,38 |
| Следственное управление Следственного комитета Российской Федерации по Иркутской области | 665904,г.Слюдянка, ул.Кутелева,53 | Центральная | | 88,00 | 15,64 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение средняя общеобразовательная школа №4 г.Слюдянки | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина,90 | Центральная | теплосчетчик | 1 401,00 | 613,18 |
| ФБУЗ "Центр гигиеныи эпидемиологии в Иркутской области" | Г.Слюдянка,ул. Ленина 83 А | Центральная | | 33,00 | 7,11 |
| ФКУ "Налог-Сервис" ФНС России | 665904,г.Слюдянка, ул.Советская,34а | Центральная | теплосчетчик | 1 199,00 | 261,39 |
| Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение средняя общеобразовательная школа №50 г.Слюдянки | 665904,г.Слюдянка, ул.Слюд.красногвардейцев,9 | Центральная | теплосчетчик | 4 249,00 | 882,53 |
| Муниципальное бюджетное учреждение здравоохранения Слюдянская районная больница | 665904,г.Слюдянка, ул.Советская,23 | Центральная | теплосчетчик | 2 474,00 | 1 675,51 |
| Муниципальное казенное учреждение "Комитет финансов муниципального образования Слюдянский район" | 665904, г.Слюдянка, ул.Ленина, 110 | Центральная | | 619,00 | 276,99 |
| Администрация муниципального образования Слюдянский район | 665904,г.Слюдянка, ул.Ржанова,2 | Центральная | теплосчетчик | 1 672,00 | 719,40 |
| Муниципальное бюджетное дошкольное учреждение Детский сад №1 г.Слюдянки | 665904,уг.Слюдянка ,ул.Советская,58 | Центральная | теплосчетчик | 714,00 | 340,81 |
| Муниципальное бюджетное дошкольное учреждение "детский сад общеразвивающего вида № 6 г.Слюдянки" | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина,106 | Центральная | теплосчетчик | 525,00 | 150,22 |
| Управление федерального казначейства по Иркутской области | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 83а | Центральная | | 178,00 | 75,39 |
| Управление Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Иркутской области (Управление Росреестра по Иркутской области" | 665904,г.Слюдянка, ул. Ленина, 85а | Центральная | | 70,00 | 23,05 |
| Общество с ограниченной ответственностью "Сибирь" | 665904,г.Слюдянка, ул.Советская,23а | Центральная | | 897,00 | 231,82 |
| ООО "Стоматологический центр "Жемчужный" | 665904,г.Слюдянка, пер.Пионерский, 3/101 | Центральная | теплосчетчик | 138,20 | 49,25 |
| ИП Ерусланкина Н.А. | 665904,г.Слюдянка, ул.Советская 11 | Центральная | | 88,00 | 6,41 |
| Частное дошкольное образовательное учреждение "Детский сад №213 открытого акционерного общества "Российские железные дороги" | 665904,г.Слюдянка, ул.Кутелева,35 | Центральная | теплосчетчик | 3 483,00 | 796,59 |
| Негосударственное учреждение здравоохранения "Узловая поликлиника на ст.Слюдянка ОАО "РЖД" | 665904,г.Слюдянка, ул.Советская,23 | Центральная | теплосчетчик | 532,00 | 456,35 |
| ООО "Сферасервис" | 665904,г.Слюдянка, ул.Захарова, 5; Ленина, 97 | Центральная | | 166,00 | 30,50 |
| Владелец нежилого помещения Титов О.А | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, д. 110, д. 93/1 | Центральная | | 65,80 | 23,45 |
| ИП Макушев А.А. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 95 | Центральная | теплосчетчик | 100,60 | 35,85 |
| ИП Коломейцева Н.В. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 95 | Центральная | | 56,70 | 20,21 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Федеральное государственное предприятие «Ведомственная охрана железнодорожного транспорта РФ» | 665904,г.Слюдянка, ул.40 лет октября, 2 | Центральная | теплосчетчик | 696,00 | 292,40 |
| Восточно-Сибирская региональная дирекцияДирекция железнодорожных вокзалов – структурного подразделения Дирекции железнодорожных вокзалов-филиала ОАО "РЖД" | 665904,г.Слюдянка, ул.Тонконога | Центральная | теплосчетчик | 951,00 | 342,42 |
| ООО "Ануш" | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина 130 | Центральная | | 431,00 | 6,44 |
| ИП Вакуленко Л.В. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина 108 | Центральная | | 64,50 | 22,99 |
| ИП Степанов А.В. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина 108-2 | Центральная | | 50,00 | 17,93 |
| ООО "Агарти" | 665904,г.Слюдянка, ул.Пушкина, 3-б | Центральная | теплосчетчик | 92,10 | 32,82 |
| ИП Капотина Светлана Алексеевна | 665904,г.Слюдянка, ул.Советская,28/1 | Центральная | | 60,00 | 11,12 |
| ООО "Эко-Хим" | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина,1Б-1; Ленина, 108-10 | Центральная | | 67,40 | 24,02 |
| ООО УКС | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина,124 | Центральная | | 65,80 | 232,93 |
| ИП Бурлакова М.А. | 665904,г.Слюдянка, Советская, 50а,Ленинградская, 4 | Центральная | | 237,00 | 49,03 |
| ООО "Селеста" | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 118-5 | Центральная | | 68,00 | 24,06 |
| Частное общеобразовательное учреждение «Школа-интернат №23 среднего общего образования ОАО «РЖД» | 665904,г.Слюдянка, ул.Советская,21 | Центральная | теплосчетчик | 9 177,00 | 3 052,05 |
| Иркутская дирекция материально-технического обеспечения – структурное подразделение Росжелдорснаба – филиала ОАО «РЖД» | 665904,г.Слюдянка, ул.Горная,60 | Центральная | | 366,00 | 76,36 |
| Восточно-Сибирская дирекция по ремонту пути-стуктурного подразделения Центральной дирекции по ремонту пути-филиала ОАО"РЖД" | 665904,г.Слюдянка, ул.40 лет Октября, 13 | Центральная | теплосчетчик | 16 768,20 | 4 341,74 |
| ПАО Восточный экспрес банк (ПАО КБ "Восточный") | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 93-26 д/пом | Центральная | | 61,70 | 21,99 |
| ОАО "РЖД" Восточно-Сибирская дирекция по эксплуатации зданий и сооружений-структурного подразделения ВСЖД-филиала ОАО "РЖД" | 665904, г.Слюдянка, ул.Железнодорожная | Центральная | | 16 583,00 | 12 061,33 |
| ООО «Траст» | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 94; | Центральная | теплосчетчик | 944,00 | 164,81 |
| ИП Хаюк | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 92 а | Центральная | | 27,00 | 3,96 |
| Российское объединение инкассации(Росинкас)Центрального банка Российской Федерации(Банка России) | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 110 | Центральная | | 76,00 | 31,23 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| ИП Бенкс А.Э. | 665904,г.Слюдянка, ул.Бабушкина, 24 "А" | Центральная | | 236,00 | 45,34 |
| ИП Лобачева | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 108-2 | Центральная | | 61,90 | 22,06 |
| ИП Мамонова Г.М. | 665904,г.Слюдянка, ул.Советская, 30-А | Центральная | | 42,00 | 6,66 |
| ИП Волков С. В. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 118-1а | Центральная | | 40,00 | 14,11 |
| ИП Волкова Н.С. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 118-6 | Центральная | | 28,70 | 10,23 |
| ИП Иванов А.И. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 77-79 | Центральная | | 121,00 | 21,55 |
| ИП Притыко О.А. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 116 | Центральная | | 80,60 | 28,75 |
| ИП Щербатюк Т.С. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 93-17 | Центральная | | 64,40 | 22,95 |
| ИП Кастюро С.А. | 665904,г.Слюдянка, п. Почтовый 1 | Центральная | | 30,70 | 10,94 |
| ИП Абраамян С.А. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 92-а | Центральная | | 425,00 | 34,81 |
| ИП Афанасьев К.С. | 665904,г.Слюдянка, ул.Советская, 19 | Центральная | | 67,20 | 25,41 |
| ОАО "Восточно-Сибирский транспортный коммерческий банк" | 665904,г.Слюдянка, ул.Советская, 20 | Центральная | | 8 293,00 | 148,10 |
| ИП Умнова Т.В. | 665904,г.Слюдянка, ул.40 лет Октября, 49-а, Ленина 101 | Центральная | теплосчетчик | 275,95 | 73,72 |
| ИП Джалалов Р.А. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 101-Б | Центральная | | 781,00 | 137,51 |
| ИП Гусейнов Д.Х. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 101-Б | Центральная | | 103,00 | 16,06 |
| Кущ А.А. | 665904,г.Слюдянка, ул..Ленина, 101-Б | Центральная | | 72,00 | 15,12 |
| Вита-Дент | 665904,г.Слюдянка, ул.Пушкина,7 | Центральная | | 368,00 | 163,81 |
| ИП Борисова О.А. | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 130-а | Центральная | | 141,00 | 44,28 |
| ПАО "Междугородной и международной электрической связи"Ростелеком" | г.Слюдянка, ул.Ржанова, 4, | Центральная | | 254,00 | 61,68 |
| Федеральное государственное унитарное предприятие "Почта России" | 665904 г. Слюдянка, ул. Ржанова 4 | Центральная | | 558,10 | 284,99 |
| ИП Юдин | 665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 77 | Центральная | | 52,00 | 18,68 |
| ООО Ауксилиум | 665904 г. Слюдянка, ул. Бабушкина 1б | Центральная | | 128,00 | 37,76 |
| ИП Недорода А.В. | 665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 95 | Центральная | | 10,90 | 3,89 |
| ИП Предит М.Г. | 665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 95 | Центральная | | 10,20 | 3,64 |
| ИП Лещук О.В. | 665904 г. Слюдянка, ул. Советская48/1 | Центральная | | 192,00 | 69,46 |
| ООО Аптека Байкальская | 665904 г. Слюдянка, ул. Советская, 42 | Центральная | | 155,60 | 46,41 |
| ОАО ЖТК | 665904 г. Слюдянка, ул. Ленина,111 | Центральная | | 225,00 | 47,45 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| ИП Семенова Татьяна Валерьевна | 665904 г. Слюдянка, ул. Ленина,87-1 | Центральная | | 39,10 | 13,94 |
| ООО "Версаль+" | 665904,г.Слюдянка, ул.Ленина,136,ул.Советская46,а | Центральная | теплосчетчик | 377,00 | 71,75 |
| ИП. Андриевская В.И. | ул.Ленина87-15 | Центральная | | 37,90 | 13,51 |
| Багиров Абидин Губад оглы | ул.Ленина,97-19 | Центральная | | 30,00 | 10,69 |
| ООО "БТИ по Слюдянскому району" | ул.Ленина83а | Центральная | | 10,50 | 4,12 |
| ООО Байкал Инфо Тех | Колхозная,5-10 | Центральная | теплосчетчик | 45,10 | 16,07 |
| ИП Греб К.А. | ул.Советская,50-26 | Центральная | | 35,00 | 12,51 |
| Ип Молчанов С.Ю. | Ленина,92/4 | Центральная | | 31,00 | 5,08 |
| ООО Эко-хим маркет | Пушкина1-3 | Центральная | | 67,40 | 24,02 |
| ООО Исида | Советская,27 пом1 | Центральная | | 67,30 | 23,99 |
| ООО Маяк | Советская,19б | Центральная | теплосчетчик | 379,00 | 90,01 |
| ООО "ТелеНэт" | Ржанова,5 | Центральная | теплосчетчик | 16,90 | 5,69 |
| ООО Курбатов | Ленина,99/2 | Центральная | | 50,00 | 8,46 |
| ОАО "Сибирское ипотечное общество" | ул.Ленина 99 пом10 | Центральная | | 71,40 | 25,45 |
| Ип Рябинина | ул.Советская,34 | Центральная | | 20,00 | 4,23 |
| Притыко И.А | ул.Ленина 116 | Центральная | | 119,80 | 15,80 |
| Владелец гаража, в лице Попова Альберта Юрьевича | ул.Слюдяная, д.4А, | Центральная | | 92,45 | 27,66 |
| Владелец гаража, в лице Попова Эдуард Альбертович | ул.Слюдяная, д.4А, | Центральная | | 132,00 | 39,50 |
| ИП Носырева Ирина Тарасовна | ул. Ленина 89, кв.13 | Центральная | | 119,80 | 25,61 |
| Владелец помещения Адамян Акоп Саркисович | Слюдянка, ул. Кутелева, д.59 | Центральная | | 751,10 | 143,41 |
| Макаров В. А. | 665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 99 | Центральная | | 123,60 | 34,34 |
| Коваленко Олеся Владимировна | 665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 118/3 | Центральная | | 42,00 | 14,83 |
| Дружинина Н.Г. | 665904 г. Слюдянка, ул. Комсомольская,35 | Центральная | | Потери | 1,40 |
| Вострикова Е.А. | 665904 г. Слюдянка, ул. Горная,41 | Центральная | | Потери | 3,32 |
| Шунина Р.В. | 665904 г. Слюдянка, ул.Пушкина,12 | Центральная | | Потери | 2,34 |
| Пермяков Г.П. | 665904 г. Слюдянка, ул.Октябрьская,15 | Центральная | | Потери | 3,32 |
| Симоненко Н.С. | Ржанова,4 гаражи потери | Центральная | | 401,00 | 129,70 |
| Михайличенко О.В. | Героя Ивана Тонконог,49 | Центральная | | Потери | 2,51 |
| Агаева Г.Ф | .Слюдянка, ул.Ленина, дом 130, пом. 35 | Центральная | | Потери | 1,66 |
| ООО "КЭШ плюс" | 665904 г. Слюдянка, ул. Ленина,116 | Центральная | | 276,60 | 35,87 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| ИП Манзюк | г. Слюдянка, ул.Советская 19 А | Центральная | | 46,80 | 9,57 |
| ИП Орлова | г. Слюдянка, ул.Советская 19 А | Центральная | | 12,70 | 8,60 |
| АНО "Перспектива" | г. Слюдянка, ул.Ржанова, 4 | Центральная | | 59,50 | 20,45 |
| ИП Колесник | г. Слюдянка, ул.Советская 19 А | Центральная | | 35,19 | 7,21 |
| **Итого:** | | | | 91 570,69 | 33 274,67 |
| **Всего:** | | | | **115 130,59** | **41 310,81** |
| **Собственные объекты теплоснабжения** | | | | | |
| Здание конторы | Пролетарская,42 | | | | 173,1600 |
| Скважина | ул.8 марта, д.3/1 | | | | 17,5358 |
| Скважина | ул.Амбулаторная д.16А/2 | | | | 4,8776 |
| Скважина | ул.Зеленая, д 5/1 | | | | 18,0149 |
| Скважина | ул.Карьерная д.20/1 | | | | 13,5590 |
| Скважина | ул.Комсомольская, д.16/1 | | | | 17,6778 |
| Скважина | ул.Комсомольская, д.69/1 | | | | 26,6935 |
| Скважина | ул.Кутелева, д.74/1 | | | | 13,7234 |
| Скважина | ул.Ленина , д.2А/1 | | | | 26,5709 |
| Скважина | ул.Ленина , д.33/1 | | | | 8,9141 |
| Скважина | ул.Менделеева , д.4А/1 | | | | 7,2348 |
| Скважина | пер.Базовый,5/2 | | | | 4,0139 |
| Скважина | пер.Первомайская,д. 52 | | | | 16,6699 |
| Скважина | ул.Первомайская,д.16А/1 | | | | 29,6316 |
| Скважина | ул.Перевальская,д.1/1 | | | | 5,6071 |
| Скважина | ул.Перевальская,д.1/2 | | | | 8,2472 |
| Скважина | ул.Подгорная,д.9/1 | | | | 39,6681 |
| Скважина | ул.Солнечная,д.6/1 | | | | 5,7170 |
| Центральный водозабор | ул.40 лет Октября, д.№74. | | | | 146,9500 |
| **Всего:** | | | | | 584,4667 |

## Часть 6 " Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки"

### 1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в сетях и присоединенной тепловой нагрузки

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

**Установленная мощность источника тепловой энергии** – сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в

эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

**Располагаемая мощность источника тепловой энергии** – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);

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

Перечисленные характеристики указаны в таблице 1.40.

***Таблица 1.40– Балансы тепловой мощности на источнике***

| Наименование котельной | Установленная мощность, Гкал/ч | Располагаемая мощность, Гкал/ч | Мощность тепловой энергии нетто, Гкал/ч |
|---|---|---|---|
| Центральная | 43,05 | 43,05 | 43,05<br>15,211 |
| Рудо | 15,211 | 15,211 | 15,211 |
| Перевал | 11,193 | 11,193 | 11,193 |
| Стройка | 5,372 | 5,372 | 5,16 |
| СМП | 3,5 | 3,5 | 3,5 |
| Дом Ребенка | 0,976 | 0,976 | 0,976 |
| Резерв | 1,2 | 1,2 | 1,2 |
| Ростелеком | 0,518 | 0,518 | 0,518 |
| «Собственная База» | 0,469 | 0,469 | 0,469 |
| Сухой ручей | 0,104 | 0,104 | 0,104 |

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

В таблице 1.41 представлены сведения о резервах тепловой мощности «нетто» на источниках тепловой энергии.

***Таблица 1.41 - Балансы тепловой мощности на источниках тепловой энергии***

| Наименование котельной | Установленная мощность «нетто», Гкал/ч | Присоединенная нагрузка, Гкал/ч | Резерв (+)/ дефицит (-), | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Гкал/ч | % |
| Центральная | 43,05 | 29,601 | 13,449 | 14,54335 |
| Рудо | 15,211 | 6,785 | 8,426 | 9,934598 |
| Перевал | 11,193 | 11,267<br>3,776 | -0,074<br>1,384 | 22,41876<br>13,66524 |
| Стройка | 5,372 | 3,776<br>0,241 | 1,384<br>0,417 | 38,56898<br>27,27002 |
| СМП | 3,5 | 0,173 | 0,574 | 43,27667 |
| Дом Ребенка | 0,976 | 0,253 | 0,723 | 17,46821 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Медрезерв | 1,2 | 0,468 | 0,732 | 25,65684 |
| Ростелеком | 0,518 | 0,173 | 0,345 | 8,798646 |
| «Собственная База» | 0,469 | 0,241 | 0,228 | 14,95814 |
| Сухой ручей | 0,104 | 0,118 | -0,067 | 14,54335 |

На основании представленной информации следует вывод о том, что существующие источники тепловой энергии имеют резервы тепловой мощности, кроме котельной «Перевал», и Сухой ручей – на пиковые морозы.

В перспективе возможно подключение некоторого количества потребителей к системам теплоснабжения от рассматриваемых котельных, а также присоединения тепловых сетей от котельной «Рудо» к «Центральной».

### 1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю

В Приложении 4 представлены пьезометрические графики для существующих систем теплоснабжения от котельных Слюдянского городского поселения. Пьезометрические графики построены на основании значений, полученных по результатам поверочного расчета существующих схем теплоснабжения, выполненных на электронной модели. Пьезометрические графики построены для наиболее протяженных участков теплотрасс.

Из анализа пьезометрических графиков следует вывод: существующие системы теплоснабжения способны обеспечивать потребителей тепловой энергией требуемого качества и в нужном количестве. Наличие резервов тепловой мощности на источниках в совокупности с комфортным гидравлическим режимом передачи тепловой энергии позволят в перспективе производить подключение некоторого числа потребителей к существующим системам теплоснабжения.

| № пп | Наименование источника тепловой энергии (луча тепловой сети) | Давление прямой линии, кгс/см2 | Давление обратной линии, кгс/см2 | Примечания |
|---|---|---|---|---|
| 1. | Котельная «Центральная» | | | |
| 1.1. | Луч теплотрассы «город Центральный» | 6 | 3 | |
| 1.2. | Луч теплотрассы «Восточный» | 7 | 3 | |
| 1.3. | Трубопровод пара от котельной до ЦТП | 2-7 | 0 | Конденсат не возвращается |
| 1.4. | Теплотрасса от «Центрального теплового пункта» (ЦТП) | 6 | 3 | |
| 2 | Котельная «Перевал» | | | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 2.1. | Теплотрасса от котельной до Нижнего теплового пункта «Перевал» | 4,8 | 2,2 | |
| 2.2. | Теплотрасса от Нижнего теплового пункта к потребителям микрорайона Перевал (Квартал) | 5,8 | 3,8 | |
| 2.3. | Теплотрасса от Нижнего теплового пункта к потребителям микрорайона «Березовый» | 6 | 3,5 | |
| 3. | Котельная «Рудо» | | | |
| 3.1. | Луч теплотрассы «Город» | 6 | 3 | |
| 3.2. | Луч теплотрассы «Школьная» | 6 | 3 | |
| 4. | Котельная «Стройка» | | | |
| 4.1. | Теплотрасса на микрорайон «Стройка» | 5 | 2 | |
| 5. | Котельная «Дом Ребенка» | | | |
| 5.1. | Теплотрасса на учреждение «Дом ребенка» | 4,8 | 4 | |
| 6. | Котельная «Собственная База» | | | |
| 6.1. | Теплотрасса «Собственная База» | 2,5 | 1,5 | |
| 7. | Котельная «Ростелеком» | | | |
| 7.1. | Теплотрасса «Ростелеком» | 4,8 | 3,8 | |
| 8. | Котельная «СМП» | | | |
| 8.1. | Теплотрасса на отопление микрорайона «СМП» | 4 | 2 | |
| 8.2. | Теплотрасса на горячее водоснабжение микрорайона | 4 | 2 | |
| 9 | Котельная «Резерв» | | | |
| 9.1. | Теплотрасса «Резерв» | 6 | 4 | |
| 10 | Электрокотельная «Сухой ручей» | | | |
| 10.1. | Теплотрасса «Сухой Ручей» | 4,4 | 4 | |

## Часть 7 "Балансы теплоносителя"

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

В данном разделе рассматриваются балансы теплоносителя для существующих источников тепловой энергии. На котельных «Рудо», «Центральная» и «Перевал» имеются системы водоподготовки, предназначенные для улучшения качества подпиточной воды в тепловые сети. Остальные котельные используют воду на подпитку тепловой сети напрямую из хозяйственно питьевого

водопровода.

В качестве источника тепловой энергии используются бойлерные котельных, в которых установлены сетевые подогреватели. В качестве греющей среды используется пар. Отпуск тепловой энергии от бойлерной потребителям осуществляется с теплофикационной водой. Баланс потерь теплоносителя и резерв производительности водоподготовительной установки (ВПУ) представлен в таблице 1.43.

***Таблица 1.43 - Баланс системы водоподготовки для подпитки тепловой сети***

| Наименование | Существующее потребление, т/ч |
|---|---|
| ГВС потребителей | 29,948 |
| Подпитка тепловых сетей | 3,411 |
| Резерв ВПУ | 266,647 |
| Всего производительность ВПУ | 33,353 |

Утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей на предприятии не установлено.

## Часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом"

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

Основным топливом для котельных является каменный и бурый уголь, который поставляется до городского поселения железнодорожным транспортом и развозится по районным котельным автомобильным транспортом.

Резервное топливо для котельных отсутствует.

В целях централизации завоза было принято решение о переводе всех котельных на один вид угля, однако не учтены особенности оборудования, рассчитанные на тот или иной сорт угля и его месторождения, в результате чего возможно повышение его расхода, снижение производительности котлоагрегатов и выхода из строя котельного оборудования.

В таблице 1.44. и рисунках 1.8-1.10 приведена статистика и динамика планового расхода топлива котельными.

***Таблица 1.44 – Плановый расход топлива в 2017-2020 г.г.***

| Котельная | Расход топлива, т у.т. | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
| Центральная | 15913,4 | 18516,9 | 18516,9 | 18610,2 |
| Перевал | 6724,4 | 7404,7 | 7404,7 | 7442,0 |
| Рудо | 4254,7 | 4468,3 | 4468,3 | 4490,8 |
| Стройка | 2684,9 | 3196,3 | 3196,3 | 3212,4 |
| СМП | 1744,7 | 1703,6 | 1703,6 | 1712,2 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Медсклады | 252,2 | 357,4 | 357,4 | 359,2 |
| Собственная база | 159,2 | 176,7 | 176,7 | 177,6 |
| Ростелеком | 149,8 | 135 | 135 | 135,7 |
| Дом ребенка | 364,4 | 319,7 | 319,7 | 321,3 |
| Всего: | 32247,70 | 36278,60 | 36278,6 | 36461,4 |

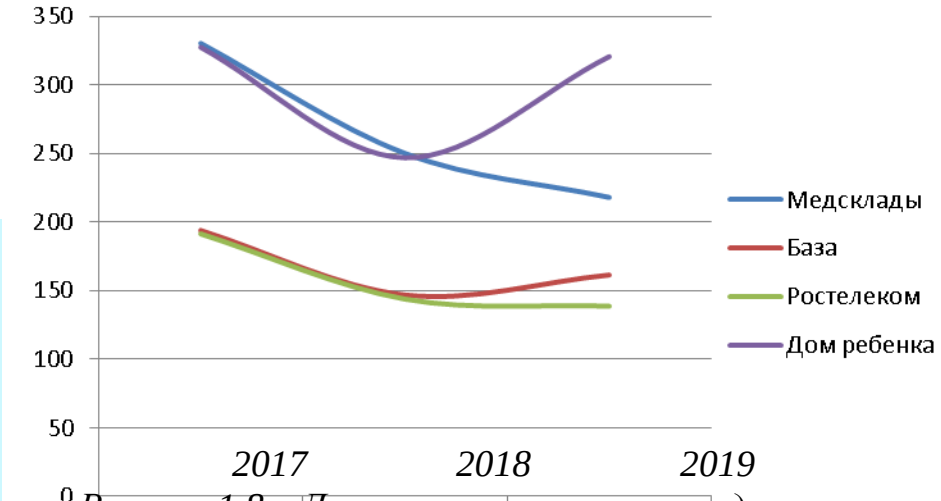



*Рисунок 1.8 – Динамика планового расхода топлива «Центральной» котельной*

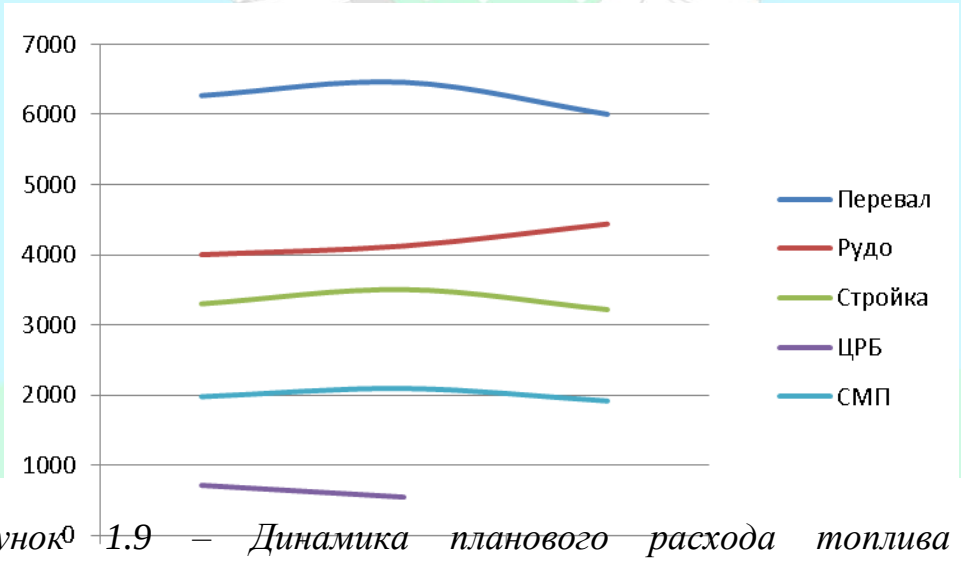



*Рисунок 1.9 – Динамика планового расхода топлива котельными «Перевал», «Рудо», «Стройка», «ЦРБ», СМП»*

Из вышеприведенных графиков видно, что в целом идет снижение потребления топлива. Увеличение потребления топлива котельной «Рудо» связано с подключением тепловой нагрузки котельной «ЦРБ» и её закрытием. Плановое увеличение потребления топлива котельной «Дом ребенка» обусловлено повышением резерва на случай непредвиденного ухудшения климатических условий в отопительном сезоне.

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

Аварийное топливо котельных г.п. Слюдянка отсутствует.

По сравнению со схемой теплоснабжения 2013 года, в 2021 году изменения в части запасов аварийного топлива не зафиксированы.

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

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных углеводородов вида CnH2n+2. Основную часть природного газа составляет метан CH4 — до 98 %. В состав природного газа могут также входить более тяжёлые углеводороды — гомологи метана: - этан (C2H6), - пропан (C3H8), - бутан (C4H10), а также другие неуглеводородные вещества: - водород (H2), - сероводород (H2S), - диоксид углерода (CO2), - азот (N2), - гелий (He). Чистый природный газ не имеет цвета и запаха. Чтобы можно было определить утечку по запаху, в газ добавляют небольшое количество веществ, имеющих сильный неприятный запах, так называемых одорантов. Чаще всего в качестве одоранта применяется этилмеркаптан. Для облегчения транспортировки и хранения природного газа его сжижают, охлаждая при повышенном давлении. Ископаемые угли отличаются друг от друга соотношением слагающих их компонентов, что определяет их теплоту сгорания.

Содержание углерода в каменном угле, в зависимости от его сорта, составляет от 75 % до 95 %. Содержат до 12 % влаги (3-4 % внутренней), поэтому имеют более высокую теплоту сгорания по сравнению с бурыми углями. Содержат до 32 % летучих веществ, за счёт чего неплохо воспламеняются. Образуются из бурого угля на глубинах порядка 3 км. По петрографическому составу кузбасские угли в балахонской и кольчугинской сериях в основном гумусовые, каменные (с содержанием витринита соответственно 30 – 60 % и 60 – 90 %), в тарбаганской серии – угли переходные от бурых к каменным. По качеству угли разнообразны и относятся к числу лучших углей. В глубоких горизонтах угли содержат: золы 4 - 16 %, влаги 5 –15 %, фосфора до 0,12 %, летучих веществ 4 - 42 %, серы 0,4 - 0,6 %; обладают теплотой сгорания 7000 - 8600 ккал/кг (29,1 - 36,01 МДж/кг); угли, залегающие вблизи поверхности, характеризуются более высоким содержанием влаги, золы и пониженным содержанием серы. Метаморфизм каменных углей понижается от нижних стратиграфических горизонтов к верхним. Угли используются в коксовой и химической промышленности и как энергетическое топливо.

Концессионером для обеспечения работы объекта соглашения путем проведения торговых процедур заключен договор на поставку угля (марка ЗБР и ДКОМ) с ООО «Облресурс».

В отопительный период 2020-2021 г.г. ООО «УКС» была создана угроза в ненадлежащей организации обеспечения надежного теплоснабжения жителей Слюдянского муниципального образования, в том числе и не обеспечения нормативным запасом топлива котельных города Слюдянка, а также наличием задолженности за оплату энергетических ресурсов перед поставщиком ООО «Облресурс», вследствие чего последний с 03.12.2020 года приостановил поставку угля на котельные г. Слюдянка. Поставки угля были возобновлены с 22.12.2020 года.

Факт наличия угрозы причинение вреда жизни или здоровью людей вследствие данной ситуации зафиксирован в представлениях прокуратуры Слюдянского района от 16 декабря 2020 года, внесенных в адрес концедента и концессионера ООО «УКС».

### 1.8.4 Описание использования местных видов топлива

Местным видом топлива в г.п. Слюдянка используется уголь марки 3 БР и каменный разреза «Тулунуголь», в таблице ниже приведена разбивка, марки топлива по источникам теплоснабжения:

| № пп | Котельная | Марка угля |
|---|---|---|
| 1 | Центральная | Бурый, 3БР |
| 2 | Перевал | Бурый, 3БР |
| 3. | Рудо | Бурый, 3БР |
| 4 | Стройка | Бурый, 3БР |
| 5 | СМП | Бурый, 3БР |
| 6 | Дом ребенка | Бурый, 3БР |
| 7. | Собственная База | Бурый, 3БР |
| 8 | Медрезерв | Бурый, 3БР |
| 9 | Ростелеком | Бурый, 3БР |
| 10 | Эл. Котельная Сухой ручей | электроэнергия |

## Часть 9 "Надежность теплоснабжения"

### 1.9.1 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Уровень надёжности поставляемых товаров и оказываемых услуг регулируемой организацией определяется исходя из числа возникающих в результате нарушений, аварий, инцидентов на объектах данной регулируемой организации.

Для определения надежности системы коммунального теплоснабжения используются критерии, характеризующие состояние электроснабжения, водоснабжения, топливоснабжения источников теплоты, соответствие мощности теплоисточников и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам, техническое состояние и резервирование тепловых сетей.

где:

*Э К* - надежность электроснабжения источника теплоты;

*В К* - надежность водоснабжения источника теплоты;

*Т К* - надежность топливоснабжения источника теплоты;

*Б К* - размер дефицита (соответствие тепловой мощности источников теплоты и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей);

*Р К* - коэффициент резервирования, который определяется отношением резервируемой на уровне центрального теплового пункта (квартала, микрорайона) расчетной тепловой нагрузи к сумме расчетных тепловых нагрузок подлежащих резервированию потребителей, подключенных к данному тепловому пункту;

*С К* - коэффициент состояния тепловых сетей, характеризуемый наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов.

Данные критерии зависят от наличия резервного электро-, водо-, топливоснабжения, состояния тепловых сетей и пр., и определяются индивидуально для каждой системы теплоснабжения в соответствие с «Организационно-методическими рекомендациями по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации» МДС 41-6.2000 (утвержден приказом Госстроя РФ от 6 сентября 2000 г. №203).

Существует несколько степеней надежности системы теплоснабжения:

- высоконадежные - $K > 0,9$,
- надежные - $0,75 < K < 0,89$,
- малонадежные - $0,5 < K < 0,74$ ,
- ненадежные - $K < 0,5$ .

Критерии надежности системы теплоснабжения г.п. Слюдянка приведены в таблице 2.30.

Таблица 2.31 – Критерии надежности системы теплоснабжения городского поселения Слюдянка

| Наименование котельной | $К_э$ | $К_в$ | $К_т$ | $К_б$ | $К_р$ | $К_с$ | К | Оценка надежности |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Центральная** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **0,71** | **0,98** | **0,83** | **надежная** |
| **Стройка** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **0,75** | **0,98** | **0,95** | **надежная** |
| **База** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **0,31** | **0,98** | **0,95** | **надежная** |
| **СМП** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **0,75** | **0,98** | **0,78** | **надежная** |
| **Рудо** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **0,75** | **0,98** | **0,95** | **надежная** |
| **Перевал** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **0,31** | **0,98** | **0,95** | **надежная** |
| **Мед.склады** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **0,71** | **0,98** | **0,95** | **надежная** |
| **Дом ребенка** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **1,0** | **0,71** | **0,98** | **0,95** | **надежная** |

### 1.9.2 Частота отключений потребителей

Аварийные отключения потребителей происходили из-за отказа тепловых сетей и необходимости их ремонта. Перерывы прекращения подачи тепловой энергии не превышали величины 54 ч, что соответствует второй категории потребителей согласно СП.124.13330.2012 «Тепловые сети».

### 1.9.3 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

Среднее время восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений не превышает 15 ч, что соответствует требованиям п.6.10 СП.124.13330.2012 «Тепловые сети».

### 1.9.4 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"**

Аварийные ситуации 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. № 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике", за последние 2 года в Слюдянском муниципальном образовании зафиксированы.

Анализ показал, что причинами аварийных ситуаций при теплоснабжении послужил высокий износ сетей теплоснабжения и электроснабжения.

### 1.9.5 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

Согласно СП.124.13330.2012 «Тепловые сети» полное восстановление теплоснабжения при отказах на тепловых сетях должно быть в сроки, указанные в таблице 2.32.

Таблица 2.32 Сроки восстановления теплоснабжения при отказах на тепловых сетях

| Диаметр труб тепловых сетей, мм | Время восстановления теплоснабжения, ч |
|---|---|
| 300 | 15 |
| 400 | 18 |
| 500 | 22 |
| 600 | 26 |
| 700 | 29 |
| 800-1000 | 40 |
| 1200-1400 | До 54 |

Перерывы прекращения подачи тепловой энергии не превышали величины 54 ч, что соответствует второй категории потребителей согласно СП.124.13330.2012 «Тепловые сети».

## Часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций"

Сведения, подлежащие раскрытию результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации РФ №1140 от 30.12.2009 г. «Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных

монополий, осуществляющих деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии» приведены в таблицах 1.45-1.46.

***Таблица 1.45 – Результаты хозяйственной деятельности ООО «УКС» в 2019 - 2021 г. г.***

| | | | Факт | Факт | Факт |
|---|---|---|---|---|---|
| № | Наименование показателя | Ед.изм. | 2019 | 2020 | 2021 |
| | Является ли организация плательщиком НДС | | да | да | да |
| 1 | Топливо на технологические цели | тыс.руб | 122557,9 | 130856,1 | 137714,2 |
| | Уголь | тыс.руб | 122557,9 | 130856,1 | 137714,2 |
| | Цена топлива (руб./т.), в том числе | руб.т | 1832,8 | 2097,2 | 2276,3 |
| | Объем топлива (т.) | тн. | 66868,3 | 62395,0 | 60500,2 |
| 2 | Вода на технологические цели | тыс.руб | 11416,7 | 13731,3 | 13301,5 |
| 3 | Оплата труда производственных рабочих | тыс.руб | 65961,2 | 67280,4 | 68925,8 |
| 4 | Отчисления на соц. нужды с оплаты труда производственных | тыс.руб | 19920,3 | 20318,7 | 20815,6 |
| 5 | Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе | тыс.руб | 5189,4 | 5293,3 | 4443,4 |
| | материалы, в том числе | тыс.руб | 5189,4 | 5293,3 | 5405,9 |
| 6 | Общехозяйственные расходы всего, в том числе: | тыс.руб | 15404,3 | 15712,4 | 16071,8 |
| | заработная плата АУП | тыс.руб | 11831,3 | 12067,9 | 12343,9 |
| | отчисления на социальные нужды от заработной платы АУП | тыс.руб | 3573,0 | 3644,5 | 3727,9 |
| 7 | Затраты на покупную электрическую энергию, по | тыс.руб | 24725,1 | 28921,0 | 23624,5 |
| 7.1 | энергия НН (0,4 кВ и ниже) | тыс.руб | 196,5 | 502,5 | 97,5 |
| | тариф на энергию (руб/кВт.ч) | руб/кВт.ч | 3,3 | 3,4 | 3,4 |
| | объем энергии (тыс.кВт.ч) | тыс.кВт.ч | 60,1 | 146,6 | 28,6 |
| 7.2 | энергия СН 1 (1-20 кВ) | тыс.руб | 8146,8 | 8544,4 | 8040,6 |
| | тариф на энергию (руб/кВт.ч) | руб/кВт.ч | 2,5 | 2,6 | 2,7 |
| | объем энергии (тыс.кВт.ч) | тыс.кВт.ч | 3254,1 | 3254,1 | 2967,0 |
| 7.3 | энергия СН 2 (35 кВ) | тыс.руб | 16381,8 | 16255,5 | 11711,2 |
| | тариф на энергию (руб/кВт.ч) | руб/кВт.ч | 3,0 | 3,2 | 3,1 |
| | объем энергии (тыс.кВт.ч) | тыс.кВт.ч | 5424,4 | 5136,1 | 3813,4 |
| 7.4 | энергия ВН (110 кВ и выше) | тыс.руб | | 3618,6 | 3775,3 |
| | тариф на энергию (руб/кВт.ч) | руб/кВт.ч | | 2,4 | 2,4 |
| | объем энергии (тыс.кВт.ч) | тыс.кВт.ч | | 1541,8 | 1541,8 |
| 8 | Прочие затраты | тыс.руб. | 15758,9 | 11817,4 | 9125,8 |
| 9 | Всего расходы | тыс.руб. | 280933,8 | 293930,6 | 294022,4 |
| 10 | Убыток (-) Прибыль (+) | тыс.руб | 6617,3 | 6937,2 | 6854,5 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 11 | Товарная продукция без НДС: | тыс.руб. | 287551,1 | 300867,8 | 300877,0 |
| 12 | Товарная продукция с НДС | тыс.руб. | 345061,3 | 361041,4 | 361052,4 |
| 13 | Полезный отпуск продукции (Гкал) | Гкал | 163469,9 | 166259,4 | 163469,9 |
| | Тариф без НДС, руб./Гкал | руб./Гкал | 1759,0 | 1809,6 | 1840,6 |
| | Тариф с учетом НДС, руб./Гкал | руб./Гкал | 2110,9 | 2171,6 | 2208,7 |

***Таблица 1.46 – Результаты хозяйственной деятельности ООО «УКС» в 2019 - 2021 г.г.***

| № | Наименование статей | Ед. изм. | Факт 2019 | Факт 2020 | Факт 2021 |
|---|---|---|---|---|---|
| **I** | **Натуральные показатели:** | | | | |
| | **Реализовано, в т.ч.:** | **Гкал** | **132853** | **113880** | **110451** |
| | Население | Гкал | 99987,6 | 83176,8 | 79729,3 |
| | Бюджетные организации | Гкал | 15020,8 | 13294,4 | 13671,8 |
| | Коммерческие организации | Гкал | 17844,6 | 17409,1 | 17050,3 |
| | Собственные объекты ЖКК | Гкал | 0 | 0 | 0 |
| **II** | **Полная себестоимость , в т.ч. по статьям:** | | **280934** | **293931** | **294022** |
| **1** | **Материальные затраты, в т.ч.:** | **тыс.руб.** | **163889** | **178802** | **180046** |
| 1.1. | Материалы (запчасти) | тыс.руб. | 5189,44 | 5293,3 | 5405,88 |
| 1.2. | Электроэнергия | тыс.руб. | 24725,1 | 28921 | 23624,5 |
| 1.3. | Топливо (уголь) | тыс.руб. | 122558 | 130856 | 137714 |
| 1.4. | Холодное водоснабжение (добыча воды) | тыс.руб. | 11416,7 | 13731,3 | 13301,5 |
| **2** | **Расходы на оплату труда, в т.ч.:** | **тыс.руб.** | **85881,5** | **87599,1** | **89741,3** |
| 2.1. | ФОТ рабочих | тыс.руб. | 65961,2 | 67280,4 | 68925,8 |
| 2.2. | Отчисления на ФОТ рабочих 30,2% | тыс.руб. | 19920,3 | 20318,7 | 20815,6 |
| **3** | **Общехозяйственные расходы** | **тыс.руб.** | **15404,3** | **15712,4** | **16071,8** |

Из таблицы 1.46 видно, что набольшая часть затрат в 2021 году приходится на покупку топлива и составляет 44,2 %, расходы на оплату труда составили 22,7 %, на покупку электроэнергии – 9,8% и на материалы – 1,8%.

Для снижения затрат на выработку и отпуск тепловой энергии необходимо снизить потери тепловой энергии при ее передаче путем обновления устаревших участков тепловых сетей и теплоизоляционного слоя, а также внедрения энергоэффективного электрооборудования (насосы и тягодутьевые машины),

перевод малых котельный (до 0.5 Гкал/час) в автоматизированный режим.

## Часть 11 "Цены (тариф) в сфере теплоснабжения"

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

Тарифы на тепловую энергию и динамика их изменения за 2018 – 2021 годы, приведены в таблице 1.47.

Потребители тепловой энергии, чьи здания не оборудованы приборами учета, производят оплату исходя из тарифа за единицу общей отапливаемой площади.

***Таблица 1.47 – Тарифы на тепловую энергию в 2018-2021 гг., руб./Гкал***

| Потребитель | 2018 г. | 2019г 1 полугодие. | 2019 г 2 полугодие. | 2020 г. 1 полугодие | 2020 г. 2 полугодие | 2021 г. 1 полугодие | 2021 г. 2 полугодие |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Организации (без НДС) | 1733,34 | 1733,34 | 1821,02 | 1821,02 | 1851,88 | 1851,88 | 1954,26 |
| Население (с НДС) | 1720,57 | 1749,81 | 1800,55 | 1800,55 | 1895,96 | 1895,96 | 1968,0 |

Из анализа таблицы 1.47 следует, что тарифы на тепловую энергию неуклонно растут. Основной причиной увеличения тарифов на тепловую энергию, производимую котельными, является постоянное повышение цены на энергоносители, необходимые для производства тепловой энергии, постоянные вложения в ремонт оборудования. Основная причина повышения тарифов на тепловую энергию для коммунально-бытовых потребителей - это увеличение потерь тепловой энергии ввиду низкой интенсивности обновления тепловых сетей.

В последнее время рост тарифов на тепловую энергию ограничен и не может превышать 15% в год, в результате чего для теплогенерирующих и теплосетевых организаций на территории Российской Федерации намечается тенденция к становлению убыточными организациями. Данный вывод подтверждают фактические показатели финансово-хозяйственной деятельности ООО «УКС», представленные в части 10 главы 1.

Из данной таблицы видно, что средний рост за последние 4 года составил 4,1%. Учитывая существующее положение по состоянию систем теплоснабжения и необходимых вложений в их реорганизацию, необходимо прорабатывать вопрос поиска инвесторов. Модернизация тепловых сетей и теплогенерирующего оборудования позволит достигнуть снижения себестоимости выработки и передачи тепловой энергии. Для возврата

СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

# ПРИКАЗ

6 октября 2021 года № 79-244-спр

Иркутск

Об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522) на территории Слюдянского муниципального образования

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», руководствуясь Положением о службе по тарифам Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 7 июня 2012 года № 303-пп, распоряжением Губернатора Иркутской области от 14 сентября 2021 года № 600-рк, учитывая итоги рассмотрения данного вопроса на заседании Правления службы по тарифам Иркутской области 29 сентября 2021 года,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Установить долгосрочные тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям ООО «Управление коммунальными системами» на территории Слюдянского муниципального образования, с календарной разбивкой согласно приложению 1.

2. Установить долгосрочные параметры регулирования деятельности ООО «Управление коммунальными системами» на территории Слюдянского муниципального образования, устанавливаемые на 2022 - 2026 годы для формирования тарифов с использованием метода индексации установленных тарифов, согласно приложению 2.

3. Тарифы, установленные в пункте 1 настоящего приказа, действуют с 1 января 2022 года по 31 декабря 2026 года.

4. Компенсацию выпадающих доходов ООО «Управление коммунальными системами» от реализации населению тепловой энергии для целей отопления по тарифам, не обеспечивающим возмещение экономически обоснованных расходов, осуществлять за счет средств областного бюджета, предусмотренных в законе Иркутской области об областном бюджете на соответствующий финансовый год.

5. Признать утратившими силу с 1 января 2022 года:

1) приказ службы по тарифам Иркутской области от 26 октября 2018 года № 256-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522) на территории Слюдянского муниципального образования, и о внесении изменений в приказ службы по тарифам Иркутской области от 25 ноября 2016 года № 314-спр»;

2) пункт 99 приказа службы по тарифам Иркутской области от 20 декабря 2018 года № 520-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области»;

3) приказ службы по тарифам Иркутской области от 11 октября 2019 года № 255-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области»;

4) пункт 67 приказа службы по тарифам Иркутской области от 20 декабря 2019 года № 436-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области»;

5) приказ службы по тарифам Иркутской области от 29 октября 2020 года № 262-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области»;

6) пункт 34 приказа службы по тарифам Иркутской области от 18 декабря 2020 года № 406-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области».

6. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию.

Заместитель руководителя службы А.А. Солопов

КОПИЯ ВЕРНА
Служба по тарифам
Иркутской области

инвестиций в тариф возможно включить инвестиционную составляющую, которая за 5-7 лет вернет инвестору вложения.

Тарифы на ГВС и теплоноситель приведены в сканированном варианте оригиналов ниже:

Приложение 1
к приказу службы по тарифам
Иркутской области
от 6 октября 2021 года № 79-244-ар

## ДОЛГОСРОЧНЫЕ ТАРИФЫ НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ, ПОСТАВЛЯЕМУЮ ПОТРЕБИТЕЛЯМ ООО «УПРАВЛЕНИЕ КОММУНАЛЬНЫМИ СИСТЕМАМИ» НА ТЕРРИТОРИИ СЛЮДЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

| Наименование регулируемой организации | Вид тарифа | Период действия | Вода |
|---|---|---|---|
| ООО «Управление коммунальными системами» | Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения | | |
| | одноставочный тариф, руб./Гкал (без учета НДС) | с 01.01.2022 по 30.06.2022 | 1 954,26 |
| | | с 01.07.2022 по 31.12.2022 | 1 987,48 |
| | | с 01.01.2023 по 30.06.2023 | 1 987,48 |
| | | с 01.07.2023 по 31.12.2023 | 2 035,38 |
| | | с 01.01.2024 по 30.06.2024 | 2 035,38 |
| | | с 01.07.2024 по 31.12.2024 | 2 113,09 |
| | | с 01.01.2025 по 30.06.2025 | 2 113,09 |
| | | с 01.07.2025 по 31.12.2025 | 2 193,89 |
| | | с 01.01.2026 по 30.06.2026 | 2 193,89 |
| | | с 01.07.2026 по 31.12.2026 | 2 277,86 |
| | Население | | |
| | одноставочный тариф, руб./Гкал (с учетом НДС) | с 01.01.2022 по 30.06.2022 | 1 968,00 |
| | | с 01.07.2022 по 31.12.2022 | 2 046,72 |
| | | с 01.01.2023 по 30.06.2023 | 2 046,72 |
| | | с 01.07.2023 по 31.12.2023 | 2 128,58 |
| | | с 01.01.2024 по 30.06.2024 | 2 128,58 |
| | | с 01.07.2024 по 31.12.2024 | 2 213,72 |
| | | с 01.01.2025 по 30.06.2025 | 2 213,72 |
| | | с 01.07.2025 по 31.12.2025 | 2 302,26 |
| | | с 01.01.2026 по 30.06.2026 | 2 302,26 |
| | | с 01.07.2026 по 31.12.2026 | 2 394,35 |

Начальник управления регулирования
цен (тарифов) и контроля в сфере теплоснабжения
службы по тарифам Иркутской области А.А. Медведева

Приложение 2
к приказу службы по тарифам
Иркутской области
от 6 октября 2021 года № 79-244-г

## ДОЛГОСРОЧНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ООО «УПРАВЛЕНИЕ КОММУНАЛЬНЫМИ СИСТЕМАМИ» НА ТЕРРИТОРИИ СЛЮДЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ, УСТАНАВЛИВАЕМЫЕ НА 2022 - 2026 ГОДЫ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ТАРИФОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА ИНДЕКСАЦИИ УСТАНОВЛЕННЫХ ТАРИФОВ

| Наименование регулируемой организации | Год | Базовый уровень операционных расходов | Индекс эффективности операционных расходов | Нормативный уровень прибыли | Показатели энергосбережения и энергетической эффективности | Динамика изменения расходов на топливо |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | тыс. руб. | % | % | | |
| ООО «Управление коммунальными системами» | 2022 | 96 578,9 | 1,0 | 0,0 | - | - |
| | 2023 | - | 1,0 | 0,0 | - | - |
| | 2024 | - | 1,0 | 0,0 | - | - |
| | 2025 | - | 1,0 | 0,0 | - | - |
| | 2026 | - | 1,0 | 0,0 | - | - |

Начальник управления регулирования
цен (тарифов) и контроля в сфере теплоснабжения
службы по тарифам Иркутской области А.А. Медведева

КОПИЯ ВЕРНА
Служба по тарифам
Иркутской области

СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

# ПРИКАЗ

6 октября 2021 года № 79-246-спр

Иркутск

Об установлении долгосрочных тарифов на горячую воду в отношении ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522), обеспечивающего горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на территории Слюдянского муниципального образования

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», руководствуясь Положением о службе по тарифам Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 7 июня 2012 года № 303-пп, распоряжением Губернатора Иркутской области от 14 сентября 2021 года № 600-рк, учитывая итоги рассмотрения данного вопроса на заседании Правления службы по тарифам Иркутской области 29 сентября 2021 года,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Установить долгосрочные тарифы на горячую воду в отношении ООО «Управление коммунальными системами», обеспечивающего горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на территории Слюдянского муниципального образования, с календарной разбивкой согласно приложению.

2. Тарифы, установленные в пункте 1 настоящего приказа, действуют с 1 января 2022 года по 31 декабря 2026 года.

3. Компенсацию выпадающих доходов ООО «Управление коммунальными системами» от реализации населению горячей воды по тарифам, не обеспечивающим возмещение экономически обоснованных расходов, осуществлять за счет средств областного бюджета, предусмотренных в законе Иркутской области об областном бюджете на соответствующий финансовый год.

4. Признать утратившими силу с 1 января 2022 года:

1) приказ службы по тарифам Иркутской области от 26 октября 2018 года № 258-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на горячую воду в отношении ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522), обеспечивающего горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на территории Слюдянского муниципального образования, и о внесении изменений в приказ службы по тарифам Иркутской области от 25 ноября 2016 года № 316-спр»;

2) пункт 100 приказа службы по тарифам Иркутской области от 20 декабря 2018 года № 520-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области»;

3) пункт 68 приказа службы по тарифам Иркутской области от 20 декабря 2019 года № 436-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области»;

4) пункт 35 приказа службы по тарифам Иркутской области от 18 декабря 2020 года № 406-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области».

5. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию.

Заместитель руководителя службы А.А. Солопов

КОПИЯ ВЕРНА
Служба по тарифам
Иркутской области

Приложение
к приказу службы по тарифам
Иркутской области
от 6 октября 2021 года №326-спр

# ДОЛГОСРОЧНЫЕ ТАРИФЫ НА ГОРЯЧУЮ ВОДУ В ОТНОШЕНИИ ООО «УПРАВЛЕНИЕ КОММУНАЛЬНЫМИ СИСТЕМАМИ», ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) НА ТЕРРИТОРИИ СЛЮДЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

| Наименование регулируемой организации | Вид тарифа | Период действия | Компонент на теплоноситель (руб./куб.м) | Компонент на тепловую энергию (одноставочный), (руб./Гкал) |
|---|---|---|---|---|
| ООО «Управление коммунальными системами» | Прочие потребители | | | |
| | одноставочный тариф (без учета НДС) | с 01.01.2022 по 30.06.2022 | 46,79 | 1 954,26 |
| | | с 01.07.2022 по 31.12.2022 | 48,94 | 1 987,48 |
| | | с 01.01.2023 по 30.06.2023 | 48,94 | 1 987,48 |
| | | с 01.07.2023 по 31.12.2023 | 50,68 | 2 035,38 |
| | | с 01.01.2024 по 30.06.2024 | 50,68 | 2 035,38 |
| | | с 01.07.2024 по 31.12.2024 | 52,47 | 2 113,09 |
| | | с 01.01.2025 по 30.06.2025 | 52,47 | 2 113,09 |
| | | с 01.07.2025 по 31.12.2025 | 54,34 | 2 193,89 |
| | | с 01.01.2026 по 30.06.2026 | 54,34 | 2 193,89 |
| | | с 01.07.2026 по 31.12.2026 | 56,27 | 2 277,86 |
| | Население | | | |
| | одноставочный тариф (с учетом НДС) | с 01.01.2022 по 30.06.2022 | 40,84 | 1 968,00 |
| | | с 01.07.2022 по 31.12.2022 | 42,47 | 2 046,72 |
| | | с 01.01.2023 по 30.06.2023 | 42,47 | 2 046,72 |
| | | с 01.07.2023 по 31.12.2023 | 44,16 | 2 128,58 |
| | | с 01.01.2024 по 30.06.2024 | 44,16 | 2 128,58 |
| | | с 01.07.2024 по 31.12.2024 | 45,92 | 2 213,72 |
| | | с 01.01.2025 по 30.06.2025 | 45,92 | 2 213,72 |
| | | с 01.07.2025 по 31.12.2025 | 47,75 | 2 302,26 |
| | | с 01.01.2026 по 30.06.2026 | 47,75 | 2 302,26 |
| | | с 01.07.2026 по 31.12.2026 | 49,66 | 2 394,35 |

Начальник управления регулирования
цен (тарифов) и контроля в сфере теплоснабжения
службы по тарифам Иркутской области А.А. Медведева

КОПИЯ ВЕРНА
Служба по тарифам
Иркутской области

### 1.11.2 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение к системе теплоснабжения теплоснабжающих организаций на территории Иркутской области в случае, если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя, в том числе застройщика, не превышает 0,1 Гкал/час установлена в размере 550 рублей (с учетом НДС).

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

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

## Часть 12 " Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения"

### 1.12.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения

Из комплекса существующих проблем организации качественного теплоснабжения на территории Слюдянского городского поселения можно выделить следующие составляющие:

- износ сетей;
- неудовлетворительное состояние теплогенерирующих и теплопотребляющих установок;
- отсутствие приборов учета у потребителей.

**Износ сетей** – наиболее существенная проблема организации качественного теплоснабжения.

Старение тепловых сетей приводит к снижению надежности, вызванному как коррозией и усталостью металла, так и разрушением изоляции. Разрушение изоляции в свою очередь приводит к тепловым потерям и значительному снижению температуры теплоносителя на вводах потребителей. Отложения солей жесткости, образовавшиеся в тепловых сетях за время эксплуатации в результате коррозии, и прочих причин, снижают качество сетевой воды, что недопустимо в условиях открытой системы горячего водоснабжения.

Повышение качества теплоснабжения может быть достигнуто путем реконструкции тепловых сетей и организации закрытой схемы ГВС.

**Неудовлетворительное состояние теплогенерирующих установок.** Все источники тепловой энергии имеют оборудование с предельным сроком эксплуатации (более 15-лет), а производимая замена котлов только позволяет эксплуатировать котельную. Однако отсутствие современных систем автоматизации значительно снижает производительность котельных. Необходимо

внедрять при капитальном ремонте котлов современные системы автоматизации, более эффективные методы сжигания топлива; на малых котельных отказаться от ручного забрасывания топлива и установить современные котлы с автоматическим (механическим) забросом. Это позволит отказаться от постоянного присутствия персонала в котельных. Для обеспечения надежности и долговечности котельного оборудования создать закрытый котловой контур и организовать химводоподготовку котловой и сетевой воды.

**Неудовлетворительное состояние теплопотребляющих установок.** Управляющие организации, функционирующие на территории Слюдянского городского поселения, уделяют недостаточное внимание состоянию внутренних инженерных систем многоквартирных домов, существует множество фактов самовольной замены отопительных приборов и трубопроводов. Такие замены приводят к разбалансировке внутренних систем отопления дома и неравномерному температурному полю в зданиях. Для повышения качества теплоснабжения и поддержания комфортных условий микроклимата рекомендуется установить балансировочные клапаны на стояках в многоквартирных жилых домах.

**Отсутствие приборов учета у потребителей** не позволяет оценить фактическое потребление тепловой энергии каждым потребителем. Установка приборов учета позволит производить оплату за фактически потребленную тепловую энергию и правильно оценить тепловые характеристики ограждающих конструкций.

### 1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения

Организация надежного и безопасного теплоснабжения Слюдянского городского поселения – это комплекс организационно-технических мероприятий, из которых можно выделить следующие:

- оценка остаточного ресурса тепловых сетей;
- разработка плана перекладки тепловых сетей на территории города;
- диспетчеризация работы тепловых сетей;
- разработка методов определения мест утечек.

**Остаточный ресурс тепловых сетей** – коэффициент, характеризующий реальную степень готовности системы и ее элементов к надежной работе в течение заданного временного периода.

Оценку остаточного ресурса обычно проводят с помощью инженерной диагностики -надежного, но трудоемкого и дорогостоящего метода обнаружения потенциальных мест отказов. В связи с этим 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 авариях, результатах осмотров и технической диагностики на рассматриваемых участках тепловых сетей за период не менее пяти лет.

**План перекладки тепловых сетей на территории города** – документ, содержащий график проведения ремонтно-восстановительных работ на тепловых сетях с указанием перечня участков тепловых сетей, подлежащих перекладке или ремонту.

**Диспетчеризация** - организация круглосуточного контроля состояния тепловых сетей и работы оборудования систем теплоснабжения. При разработке проектов перекладки тепловых сетей, рекомендуется применять трубопроводы с системой оперативного дистанционного контроля (ОДК).

**Разработка методов определения мест утечек** – методы, применяемые на предприятии и не нашедшие применения, описаны в п. 3.9 Части 3 Главы 1 обосновывающих материалов.

### 1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Основной проблемой развития систем теплоснабжения является низкая востребованность в централизованном теплоснабжении. При газификации населенных пунктов население в районе предпочитает установку индивидуальных автономных газовых котлов.

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

Проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения не существует.

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

Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (РОСТЕХНАДЗОР) Енисейское управление в адрес единой теплоснабжающей организации ООО «УКС» выдано предписание № 21/0002-Т от 03.02.2021 года в целях устранения выявленных при проведении государственного контроля (надзора) нарушений требований безопасности, зафиксированных в акте проверки от 03.02.2021 года № 21/0002/РП-361-4145/-0/2021, на основании части 1 статьи 17 федерального закона от 26.12.2008 № 294-ФЗ «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля», пункта 6.6. Положения о Федеральной службе по экологическому технологическому и атомному надзору, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30.07.2004

№ 401, пункта 5.7. Положения о Енисейском управлении Федеральной службе по экологическому технологическому и атомному надзору, утвержденного приказом Федеральной службы по экологическому технологическому и атомному надзору от 15.01.2019 № 13, по устранению нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, а именно: отсутствует второй независимый источник электропитания по всем водогрейным котельным; не организован коммерческий учёт реализуемой от котельных тепловой энергии; не организован водно-химический режим на котельных с целью обеспечения надёжной работы тепловых энергоустановок, трубопроводов и другого оборудования без повреждения и снижения экономичности, вызванных коррозией металла (химподготовка подпиточной воды отсутствует, деаэрация не производится; обратную сетевую воду подпитывают сырой водой).

## Глава 2 "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения"

### 2.1. Данные базового уровня потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения

По данным Генерального плана Слюдянского муниципального образования Слюдянский район, общая площадь жилого фонда Слюдянского городского поселения на 01.01.2019 г. составляла – 256,88 тыс. м$^2$, средняя жилищная обеспеченность – 20 м$^2$ на жителя.

Структура существующего жилого фонда представлена в таблице 2.1.

***Таблица 2.1 - Структура существующего жилого фонда***

| № п/п | Наименование | Общая площадь на 2019 г. | |
|---|---|---|---|
| | | тыс. м$^2$ | % |
| 1 | с централизованным отоплением и ГВС | 256,88 | 57,9 |
| 2 | без централизованного отопления и ГВС | 162,085 | 42,1 |
| | **Итого** | **384,995** | **100,0** |

Особенностью города является равномерное распределение капитальной многоэтажной (2-4 этажа) застройки и малоэтажных (1-2 этажа) индивидуальных жилых домов. Материалом стен 45 % жилого фонда являются деревянные конструкции с износом около 65%.

В таблице 2.2 представлена степень обеспеченности жилого фонда благоустройством.

***Таблица 2.2 - Характеристика жилого фонда по степени благоустройства***

| Процент обеспечения благоустройством от общего числа фонда по типу жилья, % | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Водопровод | Канализация | Центральное отопление и горячее водоснабжение | Ванные (душ) | Газ |
| 59,7 | 59,4 | 57,9 | 57,8 | 8,3 |

Низкий уровень обеспеченности газом обусловлен использованием

индивидуальных газовых баллонов и газовых обогревателей.

Показатели баланса тепловой энергии на цели теплоснабжения в 2020 году показаны в таблице 2.3.

***Таблица 2.3 - Баланс тепловой энергии Слюдянского городского поселения***

| Показатель | Ед. изм. | Значение |
|---|---|---|
| **Установленная мощность** | **Гкал/час** | **47,02** |
| **Выработка тепла** | **Гкал** | **182544,76** |
| Собственные нужды | Гкал | 7363,84 |
| | % | 4,03 |
| Отпуск тепла, | Гкал | 175180,92 |
| Потери в сетях | Гкал | 43705,211 |
| | % | 24,95 |
| **Реализовано, в т.ч.:** | **Гкал** | **113880,2** |
| Население | Гкал | 85 583,24 |
| Бюджетные организации | Гкал | 16 335,84 |
| Коммерческие организации | Гкал | 19 951,17 |
| Собственные объекты ЖКК | Гкал | 3 189,29 |

## 2.2. Прогнозы приростов площади строительных фондов по объектам территориального деления

Генеральный план является одним из документов территориального планирования Слюдянского городского поселения Иркутской области и основным документом планирования развития территории поселения, отражающий градостроительную стратегию и условия формирования среды жизнедеятельности. Расчетный срок генплана – до 2031 года.

Кроме того, генеральный план является стратегическим документом, который охватывает многие стороны жизнедеятельности населения, проживающего в городе, поэтому в нем затрагиваются вопросы не только функционального зонирования, но и другие важные вопросы, определяющие качество городской среды, транспортную обеспеченность, уровень воздействия вредных выбросов на здоровье населения, надежность всех социальных и инженерных инфраструктур. Все эти факторы необходимо рассматривать не как отдельные элементы, а их суммарный эффект, формирующий городскую среду.

В генеральном плане определены основные параметры развития поселения: перспективная численность населения, объемы жилищного строительства, необходимые для жилищно-гражданского строительства территории, основные направления развития транспортного комплекса и инженерной инфраструктуры. Выполнено функциональное зонирование территорий с выделением жилых, производственных, общественно-деловых, рекреационных и других видов зон.

Планировочные решения генерального плана являются основой для разработки проектной документации последующих уровней, а также программ, осуществление которых необходимо для успешного функционирования поселения. При подготовке схемы теплоснабжения исходные данные взяты также из генерального плана.

Объем нового жилищного строительства (многоквартирные дома) с учетом убыли части существующего фонда (подлежащего расселению и сносу аварийного и ветхого жилья) в течение расчетного срока генерального плана составит порядка 31,9 тыс. м$^2$, из них на первом этапе (до 2018 года) – 28,4 тыс. м$^2$. (Таблица 2.4).

***Таблица 2.4 – Площади строительных фондов, тыс. кв. м. (Гкал/ч)***

| Наименование | I этап (2013-2018) | II - III этапы* (2019-2028) | **Итого за весь период** |
|---|---|---|---|
| **Центральный район (Котельная Центральная)** | | | |
| Расселение ветхого жилья | 7,2 | 32,3 | **39,5** |
| Строительство:<br>- жилые дома (многоквартирные) -<br>общественные здания<br>- производственные здания | 17,9 (0,951) (0,419)<br>- | 49,3 (3,29) (4,609)<br>- | **67,2 (9,269)** |
| **М-н Рудоуправления (Котельная Рудо)** | | | |
| Расселение ветхого жилья | 1,2 | 7,2 | **8,4** |
| Строительство:<br>- жилые дома (многоквартирные) -<br>общественные здания | 19,8 (1,086) (0,529) | -(2,028) | **19,8 (3,643)** |

| Наименование | I этап (2013-2018) | II - III этапы* (2019-2028) | **Итого за весь период** |
|---|---|---|---|
| - производственные здания | - | - | |
| **М-н Квартал (Котельная Перевал)** | | | |
| Расселение ветхого жилья | 0,4 | 1,4 | **1,8** |
| Строительство:<br>- жилые дома (многоквартирные)<br>- общественные здания<br>- производственные здания | 0,7 (0,054)<br>(0,155)<br>- | -<br>-<br>- | **0,7 (0,209)** |
| **М-н Стройка (Котельная Стройка)** | | | |
| Расселение ветхого жилья | 0,5 | 2,3 | **2,8** |
| Строительство:<br>- жилые дома (многоквартирные)<br>- общественные здания<br>- производственные здания | -<br>(0,091)<br>- | -<br>(1,195)<br>- | **0,1 (1,286)** |
| **М-н Карьер (Котельная СМП)** | | | |
| Расселение ветхого жилья | 0,5 | 2,2 | **2,7** |
| Строительство:<br>- жилые дома (многоквартирные)<br>- общественные здания<br>- производственные здания | -<br>(0,637)<br>- | -<br>-<br>- | **39,8 (0,637)** |
| **п. Сухой ручей** | | | |
| Расселение ветхого жилья | 0,2 | 0,4 | **0,6** |
| Строительство:<br>- жилые дома (многоквартирные)<br>- общественные здания<br>- производственные здания | -<br>-<br>- | -<br>(0,163)<br>- | **(0,163)** |
| **ИТОГО по площадям (тыс.кв.м.)** | **28,4** | **3,5** | **31,9** |
| **ИТОГО по нагрузкам (Гкал/ч)** | **3,922** | **11,285** | **15,207** |

* - данные могут подлежать уточнению в ходе актуализации схемы теплоснабжения.

Для наибольшей приближенности к существующему положению необходимо ориентироваться на более свежие данные о перспективной застройке на территории городского поселения. На этапе сбора исходных данных для разработки Схемы теплоснабжения имеется информация о планируемой застройке на период 2021-2028 г.г:

- Микрорайон «Квартал» – II очередь строительства спортивного комплекса и гаража (2170,6 м$^2$);
- Микрорайон «Рудоуправления» – детский сад на 220 мест; школа на 600 мест (7204 м$^2$);
- Микрорайон «Центральный» - жилая застройка (10153,1 м$^2$); детская школа искусств (2819 м$^2$).

Прирост объемов подключенной тепловой нагрузки за весь период составит

~ 15 Гкал/час. Однако за счет ликвидации аварийных зданий и перераспределения тепловых потоков прирост тепловой нагрузки будет ниже.

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

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».

В соответствии с указанными документами, проектируемые и реконструируемые жилые, общественные и промышленные здания, должны проектироваться согласно СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».

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 и 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 СНиП 23-02-2003, энергетическую эффективность жилых и общественных зданий следует устанавливать в соответствии с классификацией по таблице 34. Присвоение классов D, E на стадии проектирования не допускается.

Классы A, B устанавливают для вновь возводимых и реконструируемых зданий на стадии разработки проекта и впоследствии их уточняют по результатам эксплуатации.

Для достижения классов A, B органам администраций субъектов Российской Феде-рации рекомендуется применять меры по экономическому стимулированию участников проектирования и строительства.

Класс C устанавливают при эксплуатации вновь возведенных и реконструированных зданий согласно разделу 11 СНиП 23-02-2003.

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. Классы для эксплуатируемых зданий следует устанавливать по данным измерения энергопотребления за отопительный период согласно таблице 2.5.

***Таблица 2.5 - Классы энергетической эффективности зданий***

| Обозначение класса | Наименование класса энергетической эффективности | Величина отклонения расчетного (фактического) значения удельного расхода тепловой энергии на отопление здания $q_h^{des}$ от нормативного, | Рекомендуемые мероприятия органами администрации субъектов РФ |
|---|---|---|---|
| Для новых и реконструированных зданий | | | |
| A | Очень высокий | Менее минус 51 | Экономическое стимулирование |
| B | Высокий | От минус 10 до минус 50 | То же |
| C | Нормальный | От плюс 5 до минус 9 | - |
| Для существующих зданий | | | |
| D | Низкий | От плюс 6 до плюс 75 | Желательна реконструкция здания |
| E | Очень низкий | Более 76 | Необходимо утепление здания в ближайшей перспективе |
| | | | |

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 $R_0$, $м^2 \cdot °C/Вт$, ограждающих конструкций, а также окон и фонарей (с вертикальным остеклением или с углом наклона более 45°) следует принимать не менее нормируемых значений $R_{req}$, $м^2 \cdot °C/Вт$, определяемых по таблице 4 СНиП 23-02-2003, в зависимости от градусо-суток района строительства $D_d$, °С·сут.

***Таблица 2.6 – Нормируемые значения сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций***

| Здания и помещения, коэффициенты a и b. | Градусо-сутки отопительного периода Dd, °С·сут | Нормируемые значения сопротивления теплопередаче Rreq, $м^2 \cdot °C/Вт$, ограждающих конструкций | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Стен | Покрытий и перекрытий над проездами | Перекрытий чердачных, над неотапливаемыми подпольями и подвалами | Окон и балконных дверей, витрин и витражей | Фонарей с вертикальным остеклением |
| 1 Жилые, лечебно-профилактические и детские учреждения, школы, интернаты, гостиницы и | 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 | 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 | 1,8 | 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 | - | 0,0002 | 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 конструкций.**

Расчетный температурный перепад $\Delta t_0$, °С, между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции не должен превышать нормируемых величин $\Delta t_П$, °С, установленных в таблице 2.7.

***Таблица 2.7 – Нормируемый температурный перепад между температурой***

| Здания и помещения | Нормируемый температурный перепад Δtп, °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 | tint-td |
| 2. Общественные, кроме указанных в поз.1, административные и бытовые, за исключением помещений с влажным или мокрым режимом | 4,5 | 4,0 | 2,5 | tint-td |
| 3. Производственные с сухим и нормальным режимами | tint-td, но не более 7 | 0,8(tint-td), но не более 6 | 2,5 | tint-td |
| 4. Производственные и другие помещения с влажным или мокрым режимом | tint-td | 0,8(tint-td) | 2,5 | - |

| Здания и помещения | Нормируемый температурный перепад Δtп, °С, для | | | |
|---|---|---|---|---|
| | наружных стен | покрытий и чердачных перекрытий | перекрытий над проездами, подвалами и подпольями | зенитных фонарей |
| 5. Производственные здания со значительными избытками явной теплоты (более 23 Вт/м$^3$) и расчетной относительной | 12 | 12 | 2,5 | tint-td |

**Удельный расход тепловой энергии на отопление здания**

Удельный (на 1 м$^2$ отапливаемой площади пола квартир или полезной площади помещений [или на 1 м$^3$ отапливаемого объема]) расход тепловой энергии на отопление здания $q_{hdes}$, кДж/(м$^2$·°С·сут) или [кДж/(м$^3$·°С·сут)], определяемый по приложению Г, должен быть меньше или равен нормируемому значению $q_{hreq}$, кДж/(м$^2$·°С·сут) или [кДж/(м$^3$·°С·сут)], и определяется путем выбора теплозащитных свойств ограждающих конструкций здания, объемно-планировочных решений, ориентации здания

и типа, эффективности и метода регулирования используемой системы отопления. Значения удельного расхода тепловой энергии на отопление здания должно удовлетворять значениям, приведенным в таблицах 2.8, 2.9.

***Таблица 2.8 – Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление $q_{hreq}$ жилых домов одноквартирных отдельно стоящих и блокированных, кДж/(м$^2$·°С·сут)***

| Отапливаемая площадь домов, м$^2$ | С числом этажей | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 60 и менее | 140 | - | - | |
| 100 | 125 | 135 | - | - |
| 150 | 110 | 120 | 130 | - |
| 250 | 100 | 105 | 110 | 115 |
| 400 | - | 90 | 95 | 100 |
| 600 | - | 80 | 85 | 90 |
| 1000 и более | - | 70 | 75 | 80 |
| Примечание - При промежуточных значениях отапливаемой площади дома в интервале 60-1000 м$^2$ значения $q_{hreq}$ должны определяться по линейной интерполяции | | | | |

***Таблица 2.9 – Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление зданий $q_{hreq}$, кДж/(м$^2$·°С·сут) или кДж/(м$^3$·°С·сут)***

| Типы зданий | Этажность зданий | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1-3 | 4, 5 | 6, 7 | 8, 9 | 10, 11 | 12 и выше |
| 1 Жилые, гостиницы, общежития | По таблице 8 | 85[31] для 4-этажных одноквартирных и блокированных домов - по таблице 8 | 80[29] | 76[27,5] | 72[26] | 70[25] |
| 2 Общественные, кроме перечисленных в поз.3, 4 и 5 таблицы | [42]; [38]; [36] соответственно нарастанию этажност | [32] | [31] | [29,5] | [28] | - |
| 3 Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты | [34]; [33]; [32] соответственно нарастанию | [31] | [30] | [29] | [28] | - |
| 4 Дошкольные учреждения | [45] | - | - | - | - | - |
| 5 Сервисного обслуживания | [23]; [22]; [21] соответственно нарастанию этажности | [20] | [20] | - | - | - |
| Примечание - Для регионов, имеющих значение Dd=8000°С·сут и более, нормируемые $q_{hreq}$ следует снизить на 5%. | | | | | | |

## 2.4. 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. Согласно материалам Генерального плана, обеспечение технологических процессов тепловой энергией в перспективе будет осуществляться от собственных источников теплоснабжения

## 2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя с разделением по видам потребления в расчетных элементах территориального деления в зоне действия централизованного теплоснабжения

Перспективные нагрузки централизованного теплоснабжения на цели отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых потребителей рассчитаны в соответствии с Требованиями энергоэффективности зданий на основании площадей планируемой застройки, представленных в пункте 2 главы 2.

Ориентировочные приросты объема потребления тепловой энергии до 2019 г. для проектируемых зданий представлены в таблице 2.10. до 2028 г. таблице 2.11.

Планируемые к строительству потребители находятся в зоне действия котельных «Рудо» и «Перевал». На котельных имеется резерв для подключения рассматриваемых потребителей тепловой энергии к существующей системе теплоснабжения.

***Таблица 2.10 – Приросты потребления тепловой энергии на I этапе (до 2018 г.)***

| № п/п | Адрес | Кол-во | Отапливаемая площадь, м$^2$ | Прирост потребления тепловой энергии, Гкал | | | Суммарный годовой прирост теплопотребления, Гкал |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | на отопление | на вентиляцию | на ГВС | |
| 1 | р-н «Квартал» | 4 | 3895,9 | 496,3 | 0,0 | 308,3 | 804,6 |
| 2 | р-н «Рудоуправление» | 2 | 2376,1 | 302,7 | 0,0 | 205,5 | 508,2 |
| 3 | р-н «Центральный» | 2 | 7204 | 0,0* | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | | 2 | 4416,8 | 0,3* | 0,0 | 0,05 | 0,35 |
| | Всего | 10 | 6272,0 | 799,3 | 0,0 | 513,85 | **1313,15** |

*- строительство объектов планируется на месте существующих зданий, подлежащих сносу, в связи с этим нет прироста, а также возможно уменьшение объема потребления тепловой энергии.

***Таблица 2.11 – Приросты потребления тепловой энергии на II - III этапах (до 2019-2028 г г.)****

| № п/п | Адрес | Прирост потребления тепловой энергии, Гкал/ч | | | Суммарный прирост теплопотребления, Гкал/ч |
|---|---|---|---|---|---|
| | | на отопление | на вентиляцию | на ГВС | |
| 1 | р-н «Рудоуправление» | 0,4 | 0,817 | 0,811 | 2,028 |
| 2 | р-н «Центральный» | 4,35 | 2,197 | 1,352 | 7,899 |
| 3 | р-н «Стройка» | 0,4 | 0,621 | 0,174 | 1,195 |
| 4 | п.Сухой ручей | 0,069 | 0,076 | 0,018 | 0,163 |
| | Всего | **5,219** | **3,711** | **2,355** | **11,285** |

* - данные могут подлежать уточнению в ходе актуализации схемы теплоснабжения

## 2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя с разделением по видам потребления в расчетных элементах территориального деления в зонах действия индивидуальных источников теплоснабжения

На момент подписания Муниципального контракта, согласно данным Администрации Слюдянского городского поселения официально не планируется строительство и введение в эксплуатацию индивидуальных жилых домов и малоэтажной жилой застройки, теплоснабжение которых будет осуществляться от индивидуальных источников тепловой энергии.

## 2.7. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирование, 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 источника теплоснабжения на каждом этапе

Из анализа исходной информации, проектов строительства новых и/ или реконструкции существующих промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах не выявлено. Согласно материалам Генерального плана, обеспечение технологических процессов тепловой энергией в перспективе будет осуществляться по существующей схеме.

## 2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель

В ходе сбора и анализа исходной информации перспективных потребителей, которых следует отнести к категории социально значимых, не выявлено.

## 2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения

В соответствии с действующим законодательством деятельность по производству, передаче и распределению тепловой энергии регулируется государством, тарифы на тепловую энергию ежегодно устанавливаются тарифными комитетами (Службой по тарифам Иркутской области). Одновременно Федеральным законом от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» определено, что поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 г., могут осуществляться на основе долгосрочных договоров теплоснабжения (на срок более чем 1 год), заключенных между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающей организацией по ценам, определенным соглашением сторон. У организаций коммунального комплекса (ОКК) в сфере теплоснабжения появляется возможность осуществления производственной и инвестиционной деятельности в условиях нерегулируемого государством (свободного) ценообразования. При этом возможна реализация инвестиционных проектов по строительству объектов теплоснабжения, обоснование долгосрочной цены поставки теплоэнергии и включение в нее инвестиционной составляющей на цели возврата и обслуживания привлеченных инвестиций.

Основные параметры формирования долгосрочной цены:

- обеспечение экономической доступности услуг теплоснабжения потребителям;
- в необходимой валовой выручке (НВВ) для расчета цены поставки тепловой энергии включаются экономически обоснованные эксплуатационные издержки;
- в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включается амортизация по объектам инвестирования и расходы на финансирование капитальных вложений (возврат инвестиций инвестору или финансирующей организации) из прибыли; суммарная инвестиционная составляющая в цене складывается из амортизационных отчислений и расходов на финансирование инвестиционной деятельности из прибыли с учетом возникающих налогов;
- необходимость выработки мер по сглаживанию ценовых последствий

инвестирования (оптимальное «нагружение» цены инвестиционной составляющей);

 обеспечение компромисса интересов сторон (инвесторов, потребителей, эксплуатирующей организации) достигается разработкой долгосрочного ценового сценария, обеспечивающего приемлемую коммерческую эффективность инвестиционных проектов и посильные для потребителей расходы за услуги теплоснабжения.

Если перечисленные выше условия не будут выполнены, то достичь договоренности сторон по условиям и цене поставки тепловой энергии будет затруднительно.

В границах Слюдянского городского поселения не предполагается строительство новых источников теплоснабжения. Свободные долгосрочные договоры могут заключаться в расчете на разработку и реализацию инвестиционной программы по реконструкции тепловых сетей.

## 2.10. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены договоры теплоснабжения по регулируемой цене

В настоящее время данная модель применима только для теплосетевых организаций, поскольку Методические указания, утвержденные Приказом ФСТ от 01.09.2010 г. № 221-э/8 и утвержденные параметры RAB-регулирования действуют только для организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии. Для перехода на этот метод регулирования тарифов необходимо согласование ФСТ России. Тарифы по методу доходности инвестированного капитала устанавливаются на долгосрочный период регулирования (долгосрочные тарифы): не менее 5 лет (при переходе на данный метод первый период долгосрочного регулирования не менее 3-х лет), отдельно на каждый финансовый год.

При установлении долгосрочных тарифов фиксируются две группы параметров:

 пересматриваемые ежегодно (объем оказываемых услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционной программы (ИП));

 не пересматриваемые в течение периода регулирования (базовый уровень операционных расходов (OPEX) и индекс их изменения, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок возврата инвестированного капитала, уровень надежности и качества услуг).

Определен порядок формирования НВВ организации, принимаемой к расчету при установлении тарифов, правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала, правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.

Основные параметры формирования долгосрочных тарифов методом RAB:

 тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации;

 для первого долгосрочного периода регулирования установлены ограничения по структуре активов: доля заемного капитала – 0.3, доля собственного капитала 0.7.

 срок возврата инвестированного капитала (20 лет); в НВВ для расчета тарифа не учитывается амортизация основных средств в соответствии с принятым организацией способом начисления амортизации, в тарифе учитывается амортизация капитала, рассчитанная из срока возврата капитала 20 лет;

 рыночная оценка первоначально инвестированного капитала и возврат первоначального и нового капитала при одновременном исключении амортизации из операционных расходов ведет к снижению инвестиционного ресурса, возникает противоречие с Положением по бухгалтерскому учету, при необходимости осуществления значительных капитальных вложений, ведет к значительному увеличению расходов на финансирование ИП из прибыли и возникновению дополнительных налогов;

 устанавливается норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование (на каждый год первого долгосрочного периода регулирования, на последующие долгосрочные периоды норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование, устанавливается одной ставкой);

 осуществляется перераспределение расчетных объемов НВВ периодов регулирования в целях сглаживания роста тарифов (не более 12% НВВ регулируемого периода).

Доступна данная финансовая модель для Предприятий, у которых есть достаточные «собственные средства» для реализации инвестиционных программ, возможность растягивать возврат инвестиций на 20 лет, возможность привлечь займы на условиях установленной доходности на инвестируемый капитал. Для большинства ОКК установленная параметрами RAB-регулирования норма доходности инвестированного капитала не позволяет привлечь займы на финансовых рынках в современных условиях, т.к. стоимость заемного капитала по условиям банков выше. Привлечение займов на срок 20 лет тоже проблематично и влечет за собой схемы неоднократного перекредитования, что значительно увеличивает расходы ОКК на обслуживание займов, финансовые потребности ИП (инвестиционных ресурсов), и риски при их реализации. Таким образом, для большинства ОКК применение RAB-регулирования не ведет к возникновению достаточных источников финансирования ИП, позволяющих осуществить

реконструкцию и модернизацию теплосетевого комплекса при существующем уровне его износа.

В 2019 г. использование данного метода разрешено только для теплосетевых организаций из списка пилотных проектов, согласованного ФСТ России. В дальнейшем широкое распространение данного метода для теплосетевых и других теплоснабжающих организаций коммунального комплекса вызывает сомнение.

Перспективное потребление по долгосрочным договорам по регулируемой цене может составлять 131 Гкал/год (не более 10% от планируемого прироста).

## Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения"

Под электронной моделью системы теплоснабжения понимается математическая модель этой системы, привязанная к топографической основе города, предназначенная для имитационного моделирования всех процессов, протекающих в ней.

Для создания электронной модели Слюдянского городского поселения применена геоинформационная система Zulu 7.0. Для оценки существующего состояния системы теплоснабжения и для разработки вариантов развития системы теплоснабжения Слюдянского городского поселения до 2027 года использован программно-расчетный комплекс ZuluThermo 10.0.

Пакет ZuluThermo (разработчик - ООО «Политерм», г.Санкт-Петербург) позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, выполнять различные теплогидравлические расчеты.

Электронная модель системы теплоснабжения Слюдянского городского поселения предназначена для:

1) хранения и актуализации данных о тепловых сетях и сооружениях на них, включая технические паспорта объектов системы теплоснабжения и графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе города с полным топологическим описанием связности объектов;

2) выполнения гидравлического расчета тепловых сетей (любой степени закольцованности), в том числе гидравлического расчета тепловых сетей при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;

3) моделирования всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;

4) группового изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;

5) расчета и сравнения пьезометрических графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей;

6) автоматизированного расчета отключенных от теплоснабжения потребителей при повреждении произвольного (любого) участка тепловой сети;

7) определения существования пути движения теплоносителя до выбранного потребителя при повреждении произвольного участка тепловой сети.

Программное обеспечение ZuluThermo 10.0 позволяет:

1) Выполнить расчеты по наладке системы централизованного теплоснабжения с подбором элеваторов, сопел, дросселирующих устройства и определением мест их установки в соответствии с нормами теплопотребления и достижением реальной экономии топлива и электроэнергии.

2) Проводить плановый ежегодный анализ состояния сети и эффективность ее работы.

3) Выявлять перегруженные участки сети, лимитирующие пропускную способность.

4) Выполнять теплогидравлический расчет и анализ возможных последствий плановых переключений на магистральной сети.

5) Моделировать аварийные ситуации на сети и обосновывать мероприятия по минимизации последствий этих аварий.

6) Осуществлять поиск задвижек, отключающих (изолирующих) аварийный участок тепловой сети.

7) Оценивать влияние отключений на тепловой сети и тепловую разрегулировку потребителей.

8) Определять зоны влияния источников, работающих на одну сеть.

9) Оценивать влияние переключений при передаче части сетевой воды от одного источника к другому.

10) Выполнять расчеты по подбору диаметров трубопроводов вновь строящейся или реконструируемой тепловой сети.

11) Воспроизводить существующую гидравлическую и тепловую картину любого режима эксплуатации при любой температуре наружного воздуха с предоставлением данных о величине установившихся при этом фактических значений: расходов, узловых перепадов, активных напоров, абсолютных и относительных потерь на любом участке и узле сети; расходов теплоты, греющего теплоносителя, температур внутреннего воздуха и горячей воды у каждого потребителя; температур теплоносителя на выходе из систем отопления, горячего водоснабжения и вентиляции; средневзвешенной температуры теплоносителя, возвращаемого на источник теплоснабжения по обратной магистрали.

Расчет систем теплоснабжения производится с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети. Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции. Результаты расчетов представляются в табличном и графическом виде и могут быть экспортированы в MS Excel.

Базовый комплекс электронной модели включает следующие расчетные модули: - модуль наладочного расчета;

- модуль поверочного расчета;
- модуль конструкторского расчета;
- модуль построения пьезометрического графика;
- модуль расчета нормативных потерь тепла через изоляцию.

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

Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением к сети индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) и центральных тепловых пунктов (ЦТП) по нескольким десяткам схемных решений, применяемых на территории России. В электронной модели системы теплоснабжения г.Слюдянка для присоединения ИТП к тепловой сети приняты схемы №4 (потребитель с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением системы отопления (рис.1.4)) и №26 (потребитель с открытым водоразбором и циркуляционной линией (рис.1.5)).

В прилагаемой электронной схеме системы теплоснабжения отображены объекты системы централизованного теплоснабжения г.Слюдянка Иркутской области.

Отображение объектов выполнено по слоям, слои объединены в карту.

В прилагаемой карте Слюдянского городского поселения отражены реальные режимы работы для состояния отопительного сезона.

Разработка электронной модели схемы теплоснабжения Слюдянского городского поселения осуществлена в соответствии с:

1. Федеральным законом N 190-ФЗ от 27 июля 2010 года «О теплоснабжении»;
2. Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения";
3. Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения (утв. приказом Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2012 г. N 565/667).

Технической базой разработки так же являются:

- генеральный план развития города до 2031 года;
- исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям (ТС), насосным станциям, тепловым пунктам;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики,

гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);

- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации ТС;

- сведения по проводимым ремонтным и реконструктивным работам.

В соответствии с техничеким заданием на данном этапе работы решены следующие задачи:

1. Выполнена разработка электронной модели существующей системы теплоснабжения города Слюдянка с паспортизацией по объектам;

2. Путём проведения расчётов гидравлических режимов работы систем транспорта тепловой энергии г. Слюдянка был выполнен:

- анализ работы каждой системы теплоснабжения г. Слюдянка;

- проведено определение величин и причин отклонений фактических показателей работы систем теплоснабжения г. Слюдянка от нормативных;

- разработано обоснование мероприятий по доведению показателей работы каждой системы теплоснабжения Слюдянского городского поселения до нормативных значений.

3. Проведено моделирование вариантов развития систем теплоснабжения (определение возможности теплоснабжения новых потребителей, выбор оптимальных вариантов перераспределения тепловых нагрузок между источниками).

### 3.1. Характеристика системы теплоснабжения г. Слюдянка

10 источников теплоснабжения Слюдянского городского поселения отпускают тепловую энергию в виде сетевой воды потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, административных, культурно – бытовых зданий, а также
некоторых не крупных производственных объектов города:

- Котельная «Центральная» (температурный график – 95/70 $^{o}$C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая),

- Котельная «Рудо» (температурный график – 75/60 $^{o}$C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая),

- Котельная «Дом ребенка» (температурный график – 75/60 $^{o}$C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая),

- Котельная «СМП» (температурный график – 75/60 $^{o}$C, система теплоснабжения – четырехтрубная, открытая),

- Котельная «Ростелеком» (температурный график – 75/60 $^{o}$C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая),

- Котельная «Медрезерв» (температурный график – 75/60 $^{o}$C, система

теплоснабжения – двухтрубная, открытая).

- Котельная «Стройка» (температурный график – 75/60 $^{o}$C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая).

- Котельная «Перевал» (температурный график – 110/70 (75/60) $^{o}$C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая).

- Котельная «Сухой ручей» (температурный график – 75/60 $^{o}$C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая).

- Котельная «Собственная база» (температурный график – 75/60 $^{o}$C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая).

Таблица 3.1 - Обобщенная характеристика систем теплоснабжения Слюдянского городского поселения представлена в таблице 1.33.

Расчетная тепловая нагрузка системы теплоснабжения Слюдянского городского поселения представлена в таблице 1.1.

Принципиальная схема мест взаиморасположения источников теплоты и их систем теплоснабжения в г. Слюдянка представлена на рис. 1.1.

### 3.2. Система теплоснабжения от котельной «Центральная»

Система теплоснабжения котельной «Центральная» осуществляет выработку и транспортировку теплоносителя в виде горячей воды потребителям центральной части города и микрорайона «Прибрежный» на нужды отопления и горячего водоснабжения.

На тепловых сетях системы установлен Центральный тепловой пункт, в котором обеспечивается подогрев теплоносителя до параметров, соответствующих температурному графику 95/70 $^{o}$C.

Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельной «Центральная» представлена в таблице 3.3

***Таблица 3.3 – Структура нагрузок системы теплоснабжения котельной "Центральная"***

| Система теплоснабжения | Отопление, Гкал/ч | Вентиляция, Гкал/ч | Суточные максимумы ГВС (открытая схема), Гкал/ч | Итого, Гкал/ч |
|---|---|---|---|---|
| Котельная «Центральная» | 22,79 | 1,83 | 4,21 | 28,83 |

Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной «Центральная» представлено на рис. 3.1.

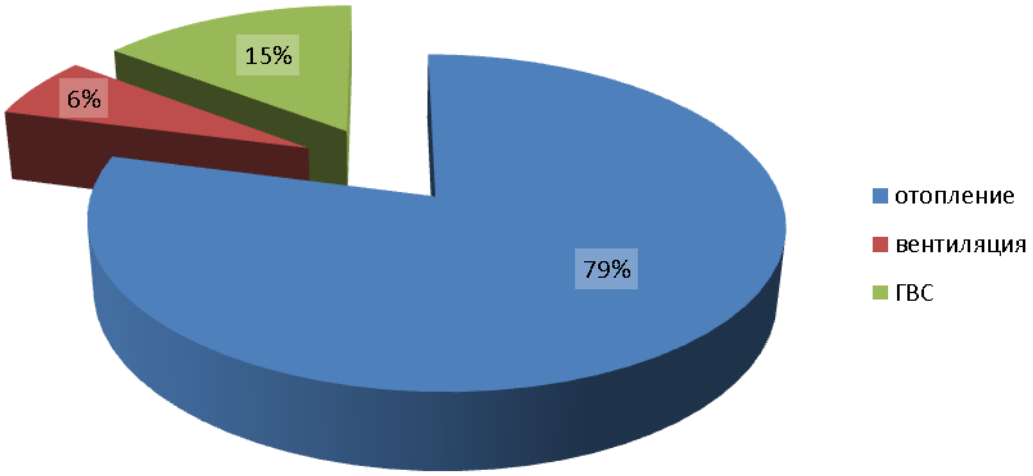



*Рисунок 3.1 Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной "Центральная"*

Утвержденные температурные графики – 95/70 $^{o}$C системы теплоснабжения котельной «Центральная» и Центрального теплового пункта представлены на рис.3.2., 3.3.

*Рис 3.2*

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского муниципального образования

_____ В. Н. Сендзяк
«___» _____ 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»

_____ А. А. Ильенко
«___» _____ 2021 г.

# ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
## отпуска сетевой воды из Центральной котельной на отопительный сезон 2021-2022 гг.

| Температура наружного воздуха $t_{нв}$ | Температура в подающей линии $t_{пр}$ | Температура в обратной линии $t_{обр}$ | Давление в подающей линии **Центр Рпр.ц** | Давление в подающей линии **Восточ. луч Рпр.в** | Температура наружного воздуха $t_{нв}$ | Температура в подающей линии $t_{пр}$ | Температура в обратной линии $t_{обр}$ | Давление в подающей линии **Центр Рпр.ц** | Давление в подающей линии **Восточ. луч Рпр.в** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| +10 | 55 | 49 | 6,0 | 7,0 | -10 | 70 | 55 | 6,0 | 7,0 |
| +9 | 55 | 49 | 6,0 | 7,0 | -11 | 71 | 56 | 6,0 | 7,0 |
| +8 | 55 | 48 | 6,0 | 7,0 | -12 | 73 | 57 | 6,0 | 7,0 |
| +7 | 55 | 48 | 6,0 | 7,0 | -13 | 74 | 57 | 6,0 | 7,0 |
| +6 | 55 | 48 | 6,0 | 7,0 | -14 | 76 | 58 | 6,0 | 7,0 |
| +5 | 55 | 47 | 6,0 | 7,0 | -15 | 77 | 59 | 6,0 | 7,0 |
| +4 | 55 | 47 | 6,0 | 7,0 | -16 | 79 | 60 | 6,0 | 7,0 |
| +3 | 55 | 46 | 6,0 | 7,0 | -17 | 80 | 61 | 6,0 | 7,0 |
| +2 | 55 | 46 | 6,0 | 7,0 | -18 | 81 | 62 | 6,0 | 7,0 |
| +1 | 55 | 45 | 6,0 | 7,0 | -19 | 83 | 63 | 6,0 | 7,0 |
| 0 | 55 | 45 | 6,0 | 7,0 | -20 | 84 | 64 | 6,0 | 7,0 |
| -1 | 56 | 46 | 6,0 | 7,0 | -21 | 85 | 64 | 6,0 | 7,0 |
| -2 | 58 | 47 | 6,0 | 7,0 | -22 | 87 | 65 | 6,0 | 7,0 |
| -3 | 59 | 47 | 6,0 | 7,0 | -23 | 88 | 66 | 6,0 | 7,0 |
| -4 | 61 | 49 | 6,0 | 7,0 | -24 | 90 | 67 | 6,0 | 7,0 |
| -5 | 62 | 50 | 6,0 | 7,0 | -25 | 91 | 68 | 6,0 | 7,0 |
| -6 | 64 | 51 | 6,0 | 7,0 | -26 | 92 | 68 | 6,0 | 7,0 |
| -7 | 65 | 52 | 6,0 | 7,0 | -27 | 94 | 69 | 6,0 | 7,0 |
| -8 | 67 | 53 | 6,0 | 7,0 | -28 | 95 | 70 | 6,0 | 7,0 |
| -9 | 68 | 54 | 6,0 | 7,0 | Ниже -28 | 95 | 70 | 6,0 | 7,0 |

Инженер-технолог С. А. Ступак

*Рис 3.3*

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

В. Н. Сендзяк
«___» _____ 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»

А. А. Ильенко
«10» января 2021 г.

# ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
## отпуска сетевой воды из Центрального теплового пункта на отопительный сезон 2021 – 2022 гг.

| Температура наружного воздуха $t_{нв}$ | Температура в подающей линии $t_{пр}$ | Температура в обратной линии $t_{обр}$ | Давление в подающей линии **Рпр.** | Температура Наружного воздуха $t_{нв}$ | Температура в подающей линии $t_{пр}$ | Температура в обратной линии $t_{обр}$ | Давление в подающей линии **Рпр.** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| +10 | 55 | 49 | 6,0 | -10 | 70 | 55 | 6,0 |
| +9 | 55 | 49 | 6,0 | -11 | 71 | 56 | 6,0 |
| +8 | 55 | 48 | 6,0 | -12 | 73 | 57 | 6,0 |
| +7 | 55 | 48 | 6,0 | -13 | 74 | 57 | 6,0 |
| +6 | 55 | 48 | 6,0 | -14 | 76 | 58 | 6,0 |
| +5 | 55 | 47 | 6,0 | -15 | 77 | 59 | 6,0 |
| +4 | 55 | 47 | 6,0 | -16 | 79 | 60 | 6,0 |
| +3 | 55 | 46 | 6,0 | -17 | 80 | 61 | 6,0 |
| +2 | 55 | 46 | 6,0 | -18 | 81 | 62 | 6,0 |
| +1 | 55 | 45 | 6,0 | -19 | 83 | 63 | 6,0 |
| 0 | 55 | 45 | 6,0 | -20 | 84 | 64 | 6,0 |
| -1 | 56 | 46 | 6,0 | -21 | 85 | 64 | 6,0 |
| -2 | 58 | 47 | 6,0 | -22 | 87 | 65 | 6,0 |
| -3 | 59 | 47 | 6,0 | -23 | 88 | 66 | 6,0 |
| -4 | 61 | 49 | 6,0 | -24 | 90 | 67 | 6,0 |
| -5 | 62 | 50 | 6,0 | -25 | 91 | 68 | 6,0 |
| -6 | 64 | 51 | 6,0 | -26 | 92 | 68 | 6,0 |
| -7 | 65 | 52 | 6,0 | -27 | 94 | 69 | 6,0 |
| -8 | 67 | 53 | 6,0 | -28 | 95 | 70 | 6,0 |
| -9 | 68 | 54 | 6,0 | Ниже -28 | 95 | 70 | 6,0 |

Инженер-технолог С. А. Ступак

*Рисунок 3.4 Схема магистральных трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Центральная»*

**Расчет гидравлического режима работы системы теплоснабжения котельной «Центральная» по тепловым нагрузкам 2019 г. (при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах)**

Для расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения коэффициенты эквивалентной шероховатости трубопроводов сетевой воды в системе теплоснабжения от котельной «Центральная» приняты равными:

- Подающий трубопровод $К_э$=1,0 мм, -

Обратный трубопровод $К_э$=1,0 мм.

Суммы коэффициентов местных сопротивлений приняты: - Подающий трубопровод Z=1,0 мм,

- Обратный трубопровод Z=1,0 мм.

Гидравлический расчет производится при следующих давлениях в трубопроводах сетевой воды на котельной «Центральная»:

1. Западный луч

- Подающий трубопровод – 5,5 кгс/см$^2$, -

Обратный трубопровод – 4,0 кгс/см$^2$. 2. Восточный луч

- Подающий трубопровод – 6,2 кгс/см$^2$, -

Обратный трубопровод – 3,0 кгс/см$^2$.

Расчетная температура наружного воздуха -28$^0$С (СНиП 23.01.99 «Строительная климатология»); среднегодовая температура наружного воздуха -0,7$^0$С; расчетная температура холодной воды 5$^0$С.

Нагрузки потребителей приняты по информации, предоставленной городской администрацией на 2019 год.

Результаты гидравлического расчета системы теплоснабжения котельной «Центральная» при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и расчетной температуре наружного воздуха представлены в Приложениях 1, 2, 3.

Пьезометрические графики по данным расчетов представлены в Приложении 4.

Скорости теплоносителя по участкам и удельные потери определены по результатам расчета и представлены на рис.3.5 и рис.3.6.

Из данных схем следует, что требуется перекладка участка тепловой сети от котельной Центральная (западный луч) до ТК-24 у дома №4 по ул.Бабушкина с увеличением диаметра.

Участок тепловой сети расположенный в г.Слюдянка по ул.Советская от Центрального теплового пункта до тепловой камеры ТК-14 ул.Московская требует капитального ремонта. Внутренний диаметр трубопровода - Ду-350мм, толщина стенки - 6мм, протяженность участка - 530 метров. Год прокладки и ввода в эксплуатацию: 1989 год. В летний период 2021 г. был проведен капитальный ремонт с заменой участка ТС от ЦРБ до ул. Московская.

В период с 2018 года на данном участке тепловой сети произошло 7 аварийных ситуаций. Время устранения аварийных ситуаций на данном участке от 6 часов до 48 часов (в зимний период) при условии промерзания грунта до 1,5 метров. При вскрытии участков сети установлено ее неудовлетворительное состояние, а именно:

- ветхое состояние трубопроводов (эксплуатация более 30 лет) – обильные очаги коррозии, с уменьшением толщины основного металла более 50% (особенно в нижней части);

- сквозные свищи;

- продольные трещины основного металла;

- деградация теплоизоляции, намокание, разрушение.

При возникновении аварийной ситуации на данном участке тепловой сети, в связи с отсутствием отсекающей запорной арматуры, необходима полная остановка

центрального теплового пункта. Общее количество проживающих на отключаемой территории: 1861 человек. Под отключение попадает вся тепловая сеть, подключенная к центральному тепловому пункту в направлении ул.Советская:

- ЧОУ Школа – интернат №23
- Здания Администрации Слюдянского МО
- Здания Администрации Слюдянского района
- д/сад №213 по ул. Советская, ОАО РЖД
- д/сад №6
- Школа №4
- ЦРБ
- ул. Ленина, 110
- Библиотека, ул.Ленина 83Б;
- Казначейство ул.Ленина, 83А
- Здания ОАО «РЖД» по ул. 40 Лет Октября (ДПМу, ПЧ, Желдорохрана)
- МКД луч на микрорайон «Черемушки»: ул. Советская от дома №7 до №23; ул.Советская, 28 до дома №44; Захарова, 5,17,19; ул.Ленина, 118,116, 108,99,97,92,95,93,89,87,85,83,79,77; ул. 40 Лет Октября, 12,14,16,18; пер. Почтовый, 1; пер.Пионерский, 1,3; ул. Московская 1,3,4,5; ул.Железнодорожная, 1,1а,3а, ул. Пушкина, 1.

В настоящее время существует острая необходимость в капитальном ремонте указанного участка сети. Стоимость мероприятия в настоящее время составляет 28 млн.рублей с НДС.

Результаты гидравлического расчета представлены в таблицах 3.4 и 3.5.

*Таблица 3.4 – Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (существующие значения)*

| Наименование начала участка | Котельная "Центральная" | Р-1А | ТК-1 | ТК-11.1 | ТК-19 | ТК-20 | ТК-21 | ТК-22 | ТК-23 | ТК-24 | ТК-25 | ТК-26 | ТК-27 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Наименование конца участка** | Р-1А | ТК-1 | ТК-11.1 | ТК-19 | ТК-20 | ТК-21 | ТК-22 | ТК-23 | ТК-24 | ТК-25 | ТК-26 | ТК-27 | ТК-28 |
| **Длина участка, м** | 1 | 20 | 190,4 | 50,4 | 32,2 | 20 | 41,6 | 46,2 | 63 | 63 | 8 | 51,8 | 28 |
| **Внутренний диаметр подающего трубопровода, м** | 0,408 | 0,408 | 0,408 | 0,408 | 0,408 | 0,359 | 0,359 | 0,359 | 0,359 | 0,359 | 0,359 | 0,359 | 0,359 |
| **Внутренний диаметр обратного трубопровода, м** | 0,408 | 0,408 | 0,408 | 0,408 | 0,408 | 0,359 | 0,359 | 0,359 | 0,359 | 0,359 | 0,359 | 0,359 | 0,359 |
| **Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да** | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| **Шероховатость трубопровода, мм** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Коэффициент местного тр-да** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч** | 901,3944 | 901,2745 | 848,6419 | 848,5812 | 833,9594 | 756,6327 | 756,6277 | 648,7511 | 534,1212 | 523,5588 | 478,8292 | 469,8877 | 462,4612 |
| **Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч** | -853,8265 | -853,7074 | -803,3042 | -803,3649 | -789,6667 | -715,6792 | -715,6842 | -609,2503 | -500,1688 | -490,4562 | -447,1314 | -438,5375 | -431,5562 |
| **Потери напора в подающем трубопроводе, м** | 0,395 | 0,614 | 2,288 | 0,855 | 0,646 | 0,769 | 1,113 | 0,872 | 0,725 | 0,697 | 0,232 | 0,492 | 0,335 |
| **Потери напора в обратном трубопроводе, м** | 0,354 | 0,551 | 2,05 | 0,767 | 0,58 | 0,688 | 0,996 | 0,769 | 0,636 | 0,611 | 0,202 | 0,429 | 0,292 |
| **Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м** | 11,541 | 11,538 | 10,232 | 10,23 | 9,881 | 15,914 | 15,914 | 11,705 | 7,941 | 7,63 | 6,385 | 6,149 | 5,957 |
| **Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м** | 10,357 | 10,354 | 9,169 | 9,171 | 8,861 | 14,24 | 14,241 | 10,326 | 6,965 | 6,698 | 5,569 | 5,358 | 5,189 |
| **Скорость движения воды в под.тр-де, м/с** | 1,964 | 1,964 | 1,849 | 1,849 | 1,817 | 2,13 | 2,13 | 1,826 | 1,503 | 1,474 | 1,348 | 1,323 | 1,302 |
| **Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с** | -1,861 | -1,86 | -1,751 | -1,751 | -1,721 | -2,014 | -2,014 | -1,715 | -1,408 | -1,38 | -1,258 | -1,234 | -1,215 |
| **Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч** | 0 | 0,006 | 0,061 | 0,016 | 0,01 | 0,005 | 0,01 | 0,011 | 0,016 | 0,016 | 0,002 | 0,013 | 0,007 |
| **Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч** | 0 | 0,006 | 0,061 | 0,016 | 0,01 | 0,005 | 0,01 | 0,011 | 0,016 | 0,016 | 0,002 | 0,013 | 0,007 |
| **Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч** | 136,62 | 3522,9 | 33537,48 | 8879,81 | 5672,99 | 3253,39 | 6770,36 | 7518,76 | 10252,25 | 10270,98 | 1304,15 | 8445,88 | 4565,57 |
| **Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч** | 108,93 | 1509,79 | 14376,83 | 3805,49 | 2431,22 | 1394,99 | 2901,49 | 3222,14 | 4401,85 | 4401,51 | 559,02 | 3619,84 | 1956,91 |
| **Температура в начале участка под.тр-да,°С** | 95 | 95 | 95 | 94,96 | 94,95 | 94,94 | 94,93 | 94,93 | 94,91 | 94,9 | 94,88 | 94,87 | 94,85 |
| **Температура в конце участка под.тр-да,°С** | 95 | 95 | 94,96 | 94,95 | 94,94 | 94,93 | 94,93 | 94,91 | 94,9 | 94,88 | 94,87 | 94,85 | 94,84 |
| **Температура в начале участка обр.тр-да,°С** | 69,32 | 69,32 | 69,4 | 69,41 | 69,41 | 69,49 | 69,49 | 69,49 | 69,79 | 69,8 | 69,83 | 69,85 | 69,88 |
| **Температура в конце участка обр.тр-да,°С** | 69,32 | 69,32 | 69,38 | 69,4 | 69,41 | 69,48 | 69,49 | 69,49 | 69,78 | 69,79 | 69,82 | 69,84 | 69,87 |

*Таблица 3.5 – Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (при увеличении диаметра магистрального трубопровода)*

| Наименование начала участка | Котельная "Центральная" | Р-1А | ТК-1 | ТК-11.1 | ТК-19 | ТК-20 | ТК-21 | ТК-22 | ТК-23 | ТК-24 | ТК-25 | ТК-26 | ТК-27 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Наименование конца участка** | Р-1А | ТК-1 | ТК-11.1 | ТК-19 | ТК-20 | ТК-21 | ТК-22 | ТК-23 | ТК-24 | ТК-25 | ТК-26 | ТК-27 | ТК-28 |
| **Длина участка, м** | 1 | 20 | 190,4 | 50,4 | 32,2 | 20 | 41,6 | 46,2 | 63 | 63 | 8 | 51,8 | 28 |
| **Внутренний диаметр подающего трубопровода, м** | 0,517 | 0,517 | 0,469 | 0,469 | 0,469 | 0,469 | 0,469 | 0,408 | 0,408 | 0,408 | 0,359 | 0,359 | 0,359 |
| **Внутренний диаметр обратного трубопровода, м** | 0,517 | 0,517 | 0,469 | 0,469 | 0,469 | 0,469 | 0,469 | 0,408 | 0,408 | 0,408 | 0,359 | 0,359 | 0,359 |
| **Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да** | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| **Шероховатость трубопровода, мм** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Коэффициент местного сопротивления тр-да** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч** | 922,9476 | 922,8275 | 870,191 | 870,1108 | 855,4839 | 778,1538 | 778,1454 | 670,2615 | 555,6283 | 545,0614 | 500,3272 | 491,3857 | 483,9592 |
| **Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч** | -885,4072 | -885,2883 | -834,8889 | -834,9691 | -821,2761 | -747,2919 | -747,3003 | -640,8737 | -531,7956 | -522,0875 | -478,7672 | -470,1733 | -463,192 |
| **Потери напора в подающем трубопроводе, м** | 0,159 | 0,226 | 1,191 | 0,466 | 0,359 | 0,247 | 0,336 | 0,507 | 0,423 | 0,407 | 0,253 | 0,538 | 0,367 |
| **Потери напора в обратном трубопроводе, м** | 0,147 | 0,208 | 1,097 | 0,429 | 0,331 | 0,227 | 0,31 | 0,464 | 0,387 | 0,373 | 0,232 | 0,493 | 0,336 |
| **Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м** | 3,497 | 3,496 | 5,182 | 5,181 | 5,008 | 4,146 | 4,146 | 6,388 | 4,394 | 4,229 | 6,97 | 6,723 | 6,522 |
| **Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м** | 3,219 | 3,218 | 4,771 | 4,772 | 4,617 | 3,824 | 3,824 | 5,842 | 4,026 | 3,881 | 6,383 | 6,157 | 5,976 |
| **Скорость движения воды в под.тр-де, м/с** | 1,253 | 1,252 | 1,435 | 1,435 | 1,411 | 1,283 | 1,283 | 1,461 | 1,211 | 1,188 | 1,408 | 1,383 | 1,362 |
| **Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с** | -1,202 | -1,201 | -1,377 | -1,377 | -1,354 | -1,232 | -1,232 | -1,397 | -1,159 | -1,138 | -1,348 | -1,323 | -1,304 |
| **Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч** | 0,001 | 0,01 | 0,08 | 0,021 | 0,014 | 0,008 | 0,018 | 0,015 | 0,02 | 0,02 | 0,002 | 0,013 | 0,007 |
| **Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч** | 0,001 | 0,01 | 0,08 | 0,021 | 0,014 | 0,008 | 0,018 | 0,015 | 0,02 | 0,02 | 0,002 | 0,013 | 0,007 |
| **Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч** | 155,25 | 4171,57 | 36680 | 9707,95 | 6202,05 | 3851,66 | 8009,88 | 8082,58 | 11007,46 | 11006,95 | 1290,2 | 8347,34 | 4511,31 |
| **Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч** | 123,1 | 1787,78 | 15717,64 | 4160,38 | 2657,65 | 1650,39 | 3432,67 | 3459,49 | 4717,26 | 4715,95 | 552,5 | 3576,83 | 1933,29 |
| **Температура в начале участка под.тр-да,°С** | 95 | 95 | 95 | 94,95 | 94,94 | 94,93 | 94,93 | 94,92 | 94,91 | 94,89 | 94,87 | 94,86 | 94,85 |
| **Температура в конце участка под.тр-да,°С** | 95 | 95 | 94,95 | 94,94 | 94,93 | 94,93 | 94,92 | 94,91 | 94,89 | 94,87 | 94,86 | 94,85 | 94,84 |
| **Температура в начале участка обр.тр-да,°С** | 68,39 | 68,39 | 68,41 | 68,41 | 68,4 | 68,38 | 68,38 | 68,2 | 68,21 | 68,19 | 68,07 | 68,07 | 68,07 |
| **Температура в конце участка обр.тр-да,°С** | 68,39 | 68,39 | 68,39 | 68,41 | 68,4 | 68,37 | 68,38 | 68,19 | 68,2 | 68,18 | 68,07 | 68,06 | 68,06 |

*Рис.3.5 Скорости теплоносителя по участкам теплосети от котельной Центральная*

*Рис.3.6 Удельные потери по участкам теплосети от котельной Центральная*

### 3.3. Система теплоснабжения от котельной «Рудо»

Система теплоснабжения котельной «Рудо» осуществляет выработку и транспортировку теплоносителя в виде горячей воды потребителям микрорайона «Рудоуправление» на нужды отопления и горячего водоснабжения.

Бывшая котельная «ЦРБ» в настоящее время выполняет функции центрального теплового пункта. Потребители «ЦРБ» обеспечиваются теплоносителем через четырехтрубную систему теплоснабжения. Схема подключения центрального теплового пункта «ЦРБ» к тепловым сетям представлена на рис.3.7.

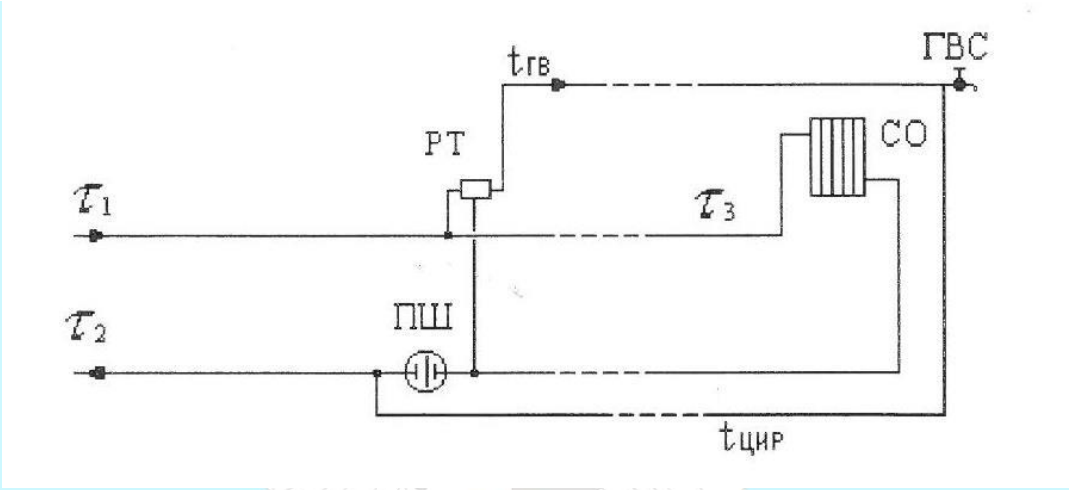



*Рис. 3.7 ЦТП с открытым водоразбором*

Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельной «Рудо» представлена в таблице 3.6.

***Таблица 3.6 - Структура нагрузок системы теплоснабжения Котельная «Рудо»***

| Система теплоснабжения | Отопление, Гкал/ч | Вентиляция, Гкал/ч | Суточные максимумы ГВС (открытая схема), Гкал/ч | Итого, Гкал/ч |
|---|---|---|---|---|
| Котельная «Рудо» | 4,971 | 0,03 | 0,506 | 5,507 |

Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной «Рудо» представлено на рис. 3.8.

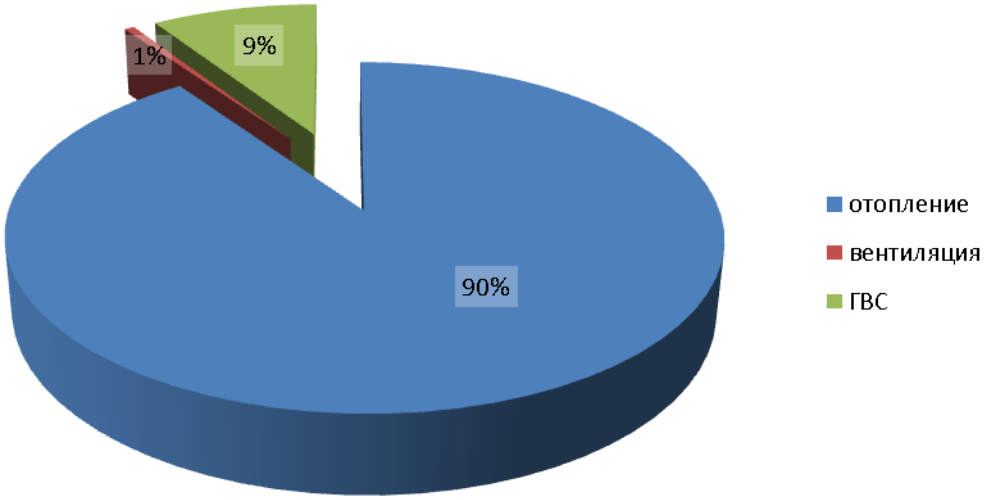



*Рисунок 3.8 Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной "Рудо"*

Утвержденный температурный график – 75/60 $^{o}$C системы теплоснабжения котельной «Рудо» представлен на рисунке 3.9.

*Рис 3.9*

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

_____ В. Н. Сендзяк
«__» _____ 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»

_____ А. А. Ильенко
«__» _____ 2021 г.

# ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
## отпуска сетевой воды из котельной «Рудо»
## на отопительный сезон 2021 – 2021 гг.

| Температура наружн. воздуха t н.в. | Температура в подающей линии t пр | Температура в обратной линии t обр | Давление в подающей линии «на город» Рпр | Давление в подающей линии «Школьная» Рпр | Температура наружн. воздуха t н.в. | Температура в подающей линии t пр. | Температура в обратной линии t обр | Давление в подающей линии «на город» Рпр | Давление в подающей линии «Школьная» Рпр |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| +10 | 55 | 49 | 6,0 | 6,0 | -10 | 57 | 48 | 6,0 | 6,0 |
| +9 | 55 | 49 | 6,0 | 6,0 | -11 | 58 | 49 | 6,0 | 6,0 |
| +8 | 55 | 49 | 6,0 | 6,0 | -12 | 58 | 51 | 6,0 | 6,0 |
| +7 | 55 | 49 | 6,0 | 6,0 | -13 | 59 | 50 | 6,0 | 6,0 |
| +6 | 55 | 48 | 6,0 | 6,0 | -14 | 60 | 50 | 6,0 | 6,0 |
| +5 | 55 | 48 | 6,0 | 6,0 | -15 | 62 | 51 | 6,0 | 6,0 |
| +4 | 55 | 48 | 6,0 | 6,0 | -16 | 63 | 52 | 6,0 | 6,0 |
| +3 | 55 | 48 | 6,0 | 6,0 | -17 | 64 | 53 | 6,0 | 6,0 |
| +2 | 55 | 47 | 6,0 | 6,0 | -18 | 65 | 53 | 6,0 | 6,0 |
| +1 | 55 | 47 | 6,0 | 6,0 | -19 | 66 | 54 | 6,0 | 6,0 |
| 0 | 55 | 47 | 6,0 | 6,0 | -20 | 67 | 55 | 6,0 | 6,0 |
| -1 | 55 | 47 | 6,0 | 6,0 | -21 | 68 | 55 | 6,0 | 6,0 |
| -2 | 55 | 47 | 6,0 | 6,0 | -22 | 69 | 56 | 6,0 | 6,0 |
| -3 | 55 | 46 | 6,0 | 6,0 | -23 | 70 | 57 | 6,0 | 6,0 |
| -4 | 55 | 46 | 6,0 | 6,0 | -24 | 71 | 57 | 6,0 | 6,0 |
| -5 | 55 | 46 | 6,0 | 6,0 | -25 | 72 | 58 | 6,0 | 6,0 |
| -6 | 55 | 46 | 6,0 | 6,0 | -26 | 73 | 59 | 6,0 | 6,0 |
| -7 | 55 | 46 | 6,0 | 6,0 | -27 | 74 | 59 | 6,0 | 6,0 |
| -8 | 55 | 46 | 6,0 | 6,0 | -28 | 75 | 60 | 6,0 | 6,0 |
| -9 | 56 | 47 | 6,0 | 6,0 | ниже-28 | 75 | 60 | 6,0 | 6,0 |

Инженер-технолог _____ С. А. Ступак

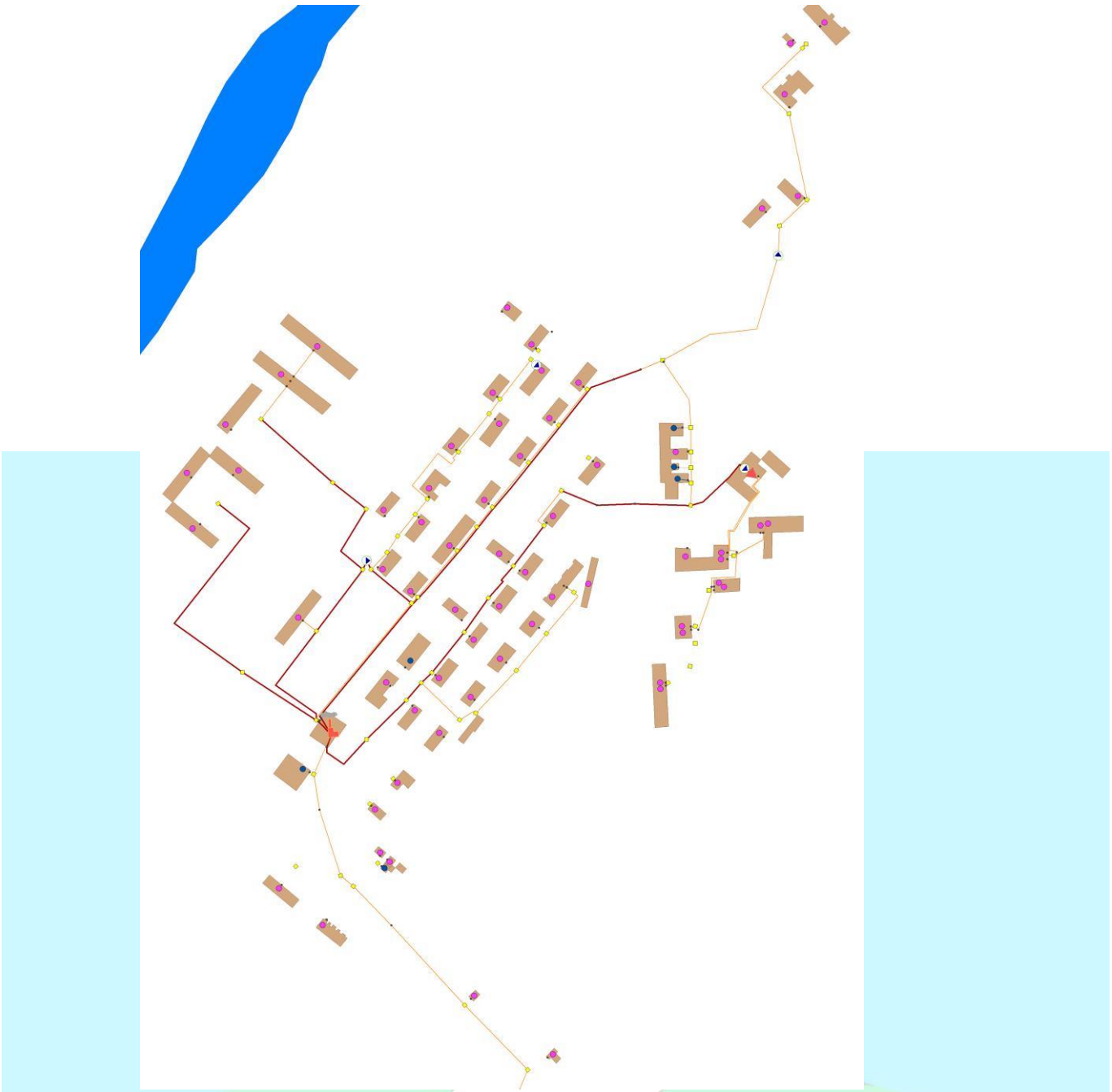


*Рисунок 3.10 Схема магистральных трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Рудо».*

**Расчет гидравлического режима работы системы теплоснабжения котельной «Рудо» по тепловым нагрузкам 2019 г. (при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах)**

Для расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения коэффициенты эквивалентной шероховатости трубопроводов сетевой воды в системе теплоснабжения от котельной «Рудо» приняты равными:

- Подающий трубопровод $К_э$=1,0 мм,

Обратный трубопровод $К_э$=1,0 мм.

Суммы коэффициентов местных сопротивлений приняты: - Подающий трубопровод Z=1,0 мм,

- Обратный трубопровод Z=1,0 мм.

Гидравлический расчет производится при следующих давлениях в трубопроводах сетевой воды от котельной «Рудо»:

1. Котельная

- Подающий трубопровод – 5,9 кгс/см$^2$, -

Обратный трубопровод – 5,0 кгс/см$^2$. 2.

Объекты ЦРБ

- Подающий трубопровод – 6,1 кгс/см$^2$, -

Обратный трубопровод – 2,4 кгс/см$^2$.

Расчетная температура наружного воздуха -28$^0$С (СНиП 23.01.99 «Строительная климатология»); среднегодовая температура наружного воздуха -0,7$^0$С; расчетная температура холодной воды 5$^0$С.

Нагрузки потребителей приняты по информации, предоставленной администрацией города на 2019 год.

Результаты гидравлического расчета системы теплоснабжения котельной «Рудо» при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и расчетной температуре наружного воздуха представлены в Приложениях 1, 2, 3.

Пьезометрические графики по данным расчетов представлены в Приложении 4. Скорости теплоносителя по участкам и удельные потери определены по результатам расчета и представлены на рис.3.11 и рис.3.12.

Из данных схем следует, что требуется:

- увеличение диаметра к домам по ул.Шахтерская 22, 24;

- перекладка участка тепловой сети от котельной Рудо в сторону ЦРБ до ТК-55 у дома №12 по ул.Школьная и участка от ТК-60 до ТК-60А около здания №4 по ул.Школьная с увеличением диаметра.

Результаты гидравлического расчета представлены в таблицах 3.7 и 3.8.

*Таблица 3.7 – Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (существующие значения)*

| Наименование начала участка | Котельная "Рудо" | Р33 | ТК-28 | ТК-54 | ТК-55 | Р37 | ТК-57 | ТК-58 | ТК-59 | ТК-60 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Наименование конца участка** | Р33 | ТК-28 | ТК-54 | ТК-55 | Р37 | ТК-57 | ТК-58 | ТК-59 | ТК-60 | ТК-60А |
| **Длина участка, м** | 1 | 70 | 58 | 23 | 23 | 45 | 46 | 48 | 48 | 63 |
| **Внутренний диаметр подающего трубопровода, м** | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,1 |
| **Внутренний диаметр обратного трубопровода, м** | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,1 |
| **Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да** | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| **Шероховатость трубопровода, мм** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Коэффициент местного сопротивления тр-да** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч** | 126,4699 | 126,4699 | 124,9627 | 113,6472 | 87,253 | 81,9781 | 74,0514 | 70,1523 | 62,3448 | 58,173 |
| **Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч** | -124,3565 | -124,3566 | -122,8857 | -111,7285 | -85,7872 | -80,5789 | -72,8158 | -68,9952 | -61,2718 | -57,1354 |
| **Потери напора в подающем трубопроводе, м** | 0,457 | 3,453 | 2,863 | 1,141 | 0,673 | 0,996 | 0,828 | 0,77 | 0,609 | 5,307 |
| **Потери напора в обратном трубопроводе, м** | 0,441 | 3,339 | 2,769 | 1,102 | 0,65 | 0,963 | 0,801 | 0,745 | 0,588 | 5,12 |
| **Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м** | 43,432 | 43,432 | 42,405 | 35,084 | 20,703 | 18,281 | 14,924 | 13,398 | 10,589 | 77,217 |
| **Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м** | 41,995 | 41,995 | 41,009 | 33,912 | 20,015 | 17,663 | 14,432 | 12,961 | 10,229 | 74,491 |
| **Скорость движения воды в под.тр-де, м/с** | 2,039 | 2,039 | 2,015 | 1,832 | 1,407 | 1,322 | 1,194 | 1,131 | 1,005 | 2,11 |
| **Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с** | -2,005 | -2,005 | -1,981 | -1,801 | -1,383 | -1,299 | -1,174 | -1,112 | -0,988 | -2,073 |
| **Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч** | 0 | 0,003 | 0,002 | 0,001 | 0,001 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,001 |
| **Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч** | 0 | 0,003 | 0,002 | 0,001 | 0,001 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,001 |
| **Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч** | 54,74 | 5706,51 | 4727,25 | 1875,32 | 1873,74 | 3664,31 | 3742,76 | 3901,1 | 3898,06 | 4359,86 |
| **Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч** | 45,31 | 2445,13 | 2026,74 | 803,03 | 802,66 | 1569,17 | 1602,24 | 1670,6 | 1668,22 | 1866,53 |
| **Температура в начале участка под.тр-да,°С** | 75 | 75 | 74,95 | 74,92 | 74,9 | 74,88 | 74,83 | 74,78 | 74,73 | 74,67 |
| **Температура в конце участка под.тр-да,°С** | 75 | 74,95 | 74,92 | 74,9 | 74,88 | 74,83 | 74,78 | 74,73 | 74,67 | 74,59 |
| **Температура в начале участка обр.тр-да,°С** | 58,76 | 58,78 | 58,86 | 58,78 | 58,74 | 58,69 | 58,61 | 58,57 | 58,46 | 58,41 |
| **Температура в конце участка обр.тр-да,°С** | 58,76 | 58,76 | 58,84 | 58,77 | 58,73 | 58,67 | 58,59 | 58,55 | 58,44 | 58,38 |

*Таблица 3.8 – Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (при увеличении диаметра трубопровода)*

| Наименование начала участка | Котельная "Рудо" | Р33 | ТК-28 | ТК-54 | ТК-55 | Р37 | ТК-57 | ТК-58 | ТК-59 | ТК-60 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Наименование конца участка** | Р33 | ТК-28 | ТК-54 | ТК-55 | Р37 | ТК-57 | ТК-58 | ТК-59 | ТК-60 | ТК-60А |
| **Длина участка, м** | 1 | 70 | 58 | 23 | 23 | 45 | 46 | 48 | 48 | 63 |
| **Внутренний диаметр подающего трубопровода, м** | 0,207 | 0,207 | 0,207 | 0,207 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 |
| **Внутренний диаметр обратного трубопровода, м** | 0,207 | 0,207 | 0,207 | 0,207 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 |
| **Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да** | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| **Шероховатость трубопровода, мм** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Коэффициент местного сопротивления тр-да** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч** | 126,4773 | 126,4772 | 124,9674 | 113,6496 | 87,2545 | 81,9796 | 74,0529 | 70,1538 | 62,3463 | 58,1746 |
| **Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч** | -124,3491 | -124,3492 | -122,8811 | -111,7261 | -85,7857 | -80,5774 | -72,8143 | -68,9937 | -61,2703 | -57,1339 |
| **Потери напора в подающем трубопроводе, м** | 0,122 | 0,676 | 0,566 | 0,241 | 0,673 | 0,996 | 0,828 | 0,77 | 0,609 | 0,669 |
| **Потери напора в обратном трубопроводе, м** | 0,118 | 0,654 | 0,547 | 0,233 | 0,65 | 0,963 | 0,801 | 0,745 | 0,588 | 0,645 |
| **Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м** | 8,031 | 8,031 | 7,841 | 6,489 | 20,703 | 18,281 | 14,925 | 13,399 | 10,59 | 9,224 |
| **Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м** | 7,764 | 7,764 | 7,582 | 6,272 | 20,014 | 17,663 | 14,431 | 12,96 | 10,229 | 8,898 |
| **Скорость движения воды в под.тр-де, м/с** | 1,071 | 1,071 | 1,058 | 0,962 | 1,407 | 1,322 | 1,194 | 1,131 | 1,005 | 0,938 |
| **Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с** | -1,053 | -1,053 | -1,04 | -0,946 | -1,383 | -1,299 | -1,174 | -1,112 | -0,988 | -0,921 |
| **Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч** | 0 | 0,006 | 0,005 | 0,002 | 0,001 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,003 |
| **Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч** | 0 | 0,006 | 0,005 | 0,002 | 0,001 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,003 |
| **Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч** | 65,78 | 6907,01 | 5721,48 | 2269,65 | 1873,01 | 3662,81 | 3741,2 | 3899,44 | 3896,38 | 5106,63 |
| **Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч** | 54,69 | 2959,39 | 2452,91 | 971,86 | 802,33 | 1568,52 | 1601,56 | 1669,88 | 1667,47 | 2186,07 |
| **Температура в начале участка под.тр-да,°С** | 75 | 75 | 74,94 | 74,9 | 74,88 | 74,86 | 74,81 | 74,76 | 74,71 | 74,64 |
| **Температура в конце участка под.тр-да,°С** | 75 | 74,94 | 74,9 | 74,88 | 74,86 | 74,81 | 74,76 | 74,71 | 74,64 | 74,56 |
| **Температура в начале участка обр.тр-да,°С** | 58,72 | 58,75 | 58,84 | 58,75 | 58,71 | 58,66 | 58,58 | 58,54 | 58,43 | 58,38 |
| **Температура в конце участка обр.тр-да,°С** | 58,72 | 58,72 | 58,82 | 58,74 | 58,71 | 58,64 | 58,56 | 58,52 | 58,4 | 58,35 |

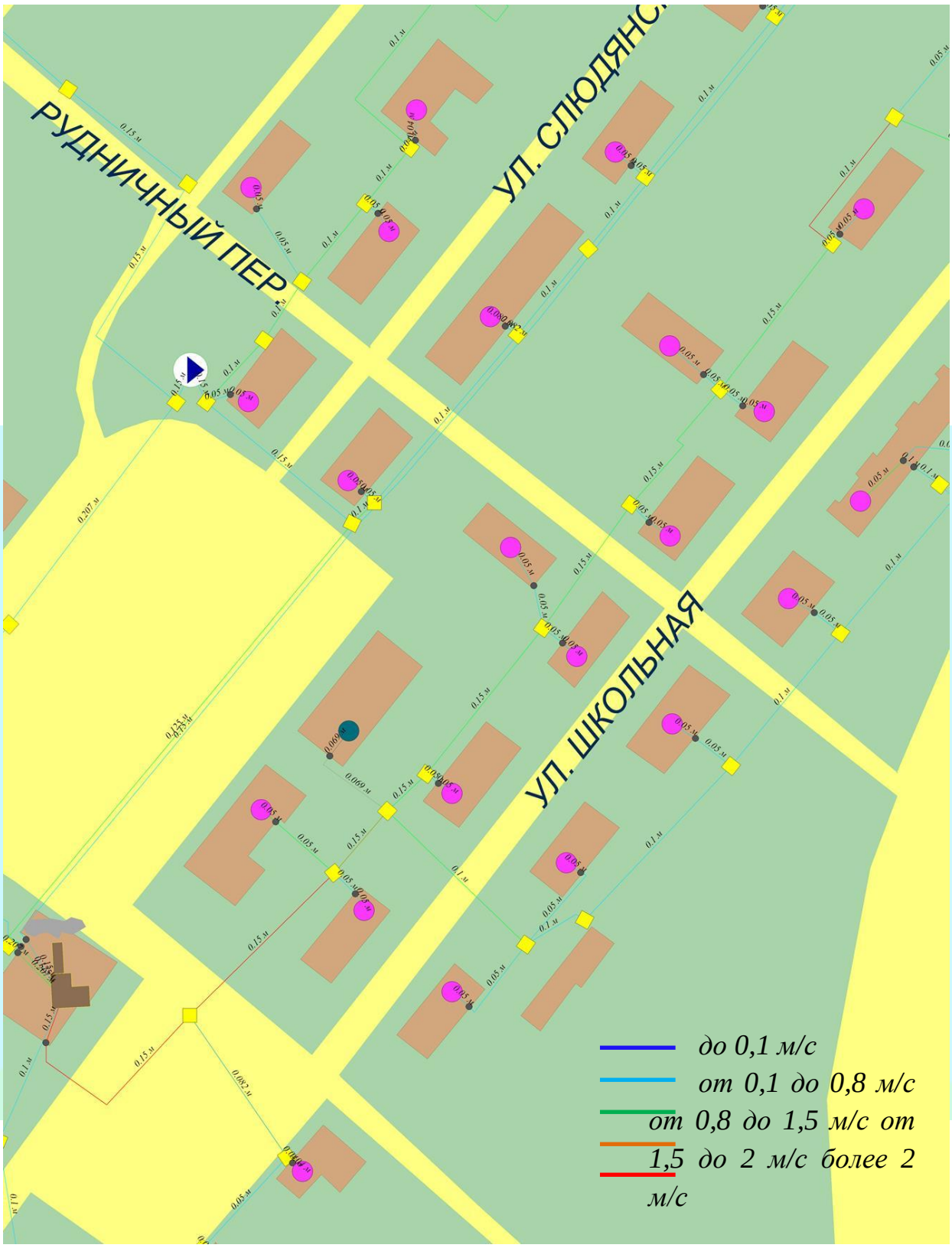



*Рис.3.11 - Скорости теплоносителя по участкам теплосети от котельной Рудо*

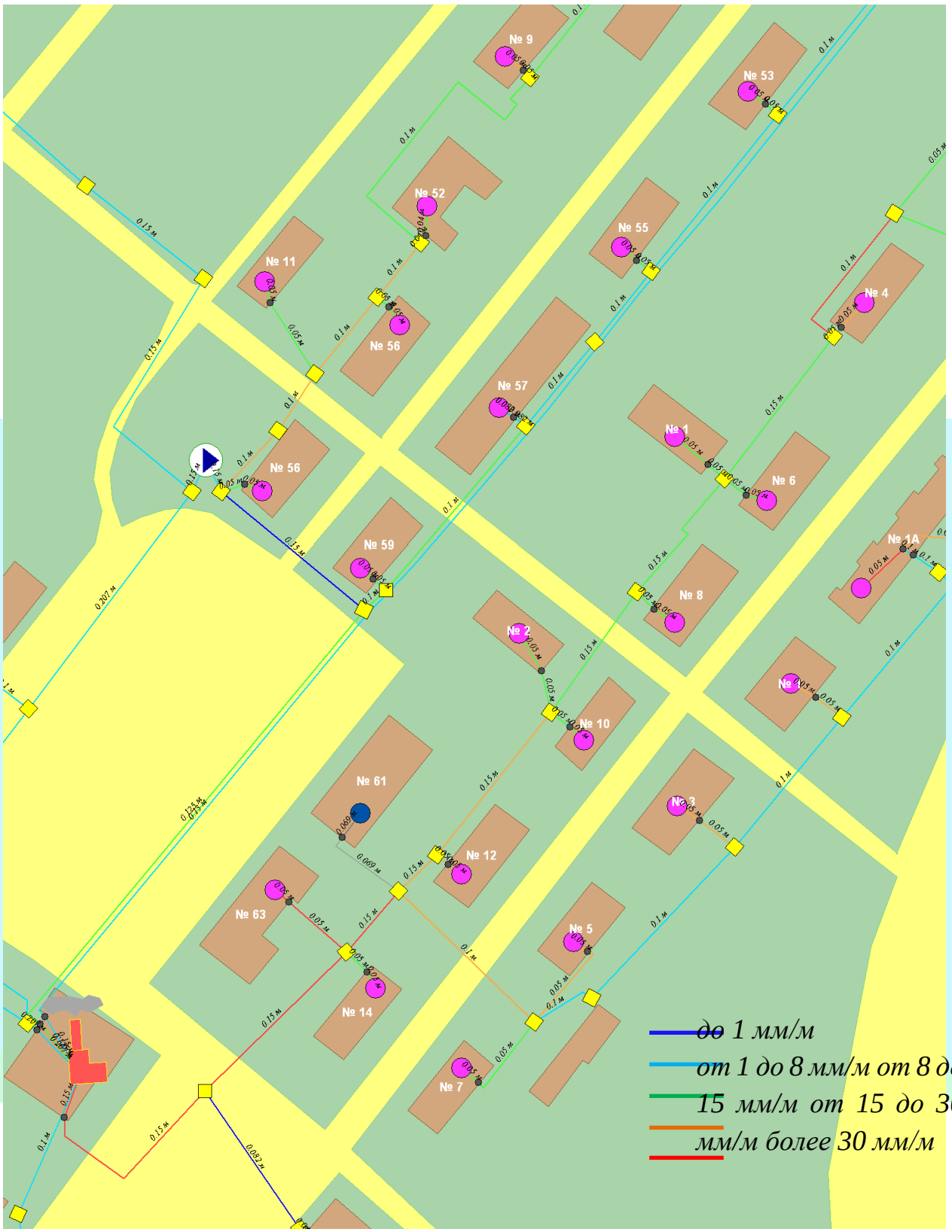



*Рис.3.12 - Удельные потери по участкам теплосети от котельной Рудо*

### 3.4. Система теплоснабжения от котельной «Перевал»

Система теплоснабжения котельной «Перевал» осуществляет выработку и транспортировку теплоносителя в виде горячей воды потребителям микрорайона «Квартал» на нужды отопления и горячего водоснабжения.

Температура теплоносителя, отпускаемого от источника, соответствует графику 110/70 $^{o}$C. На тепловых сетях системы установлен «Нижний» тепловой пункт, после которого параметры теплоносителя соответствуют температурному графику 75/60 $^{o}$C.

Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельной «Перевал» представлена в таблице 3.9.

***Таблица 3.9 - Структура нагрузок системы теплоснабжения котельной «Перевал»***

| Система теплоснабжения | Отопление, Гкал/ч | Вентиляция, Гкал/ч | Суточные максимумы ГВС (открытая схема), Гкал/ч | Итого, Гкал/ч |
|---|---|---|---|---|
| Котельная «Перевал» | 10,167 | 0 | 1,1 | 11,267 |

Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной «Перевал» представлено на рис. 3.13.

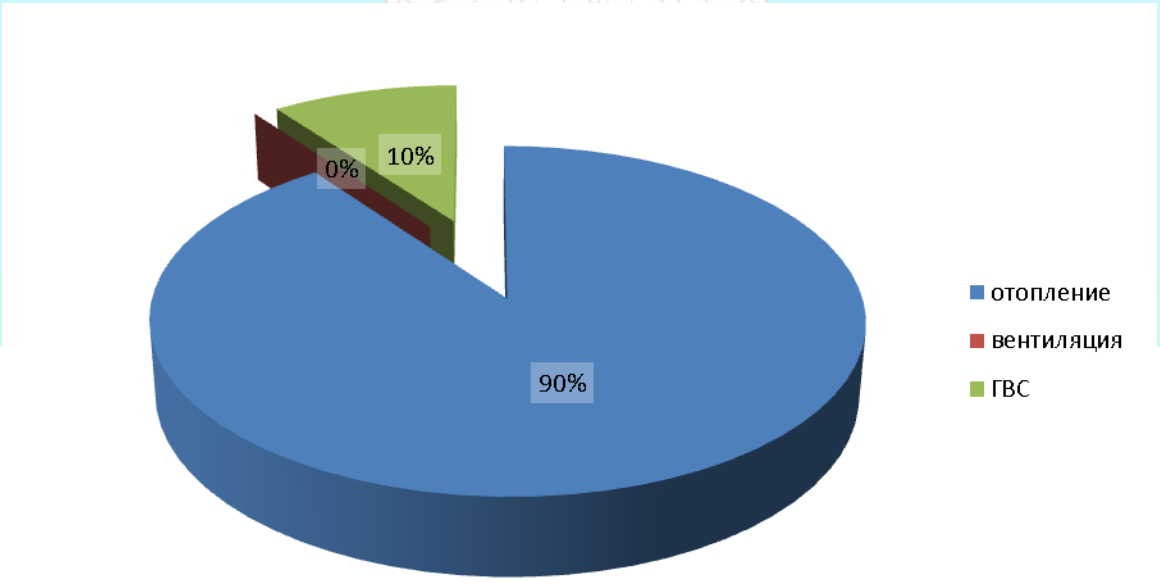



*Рисунок 3.13 Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной "Перевал"*

Утвержденные температурные графики – 110/70(75/60) $^{o}$C системы теплоснабжения котельной «Перевал» и «Нижнего» теплового пункта представлены ниже.

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

В. Н. Сендзяк
«10» января 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»

А. Ильенко
«__» ____ 2021 г.

**ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК**
ОТПУСКА СЕТЕВОЙ ВОДЫ ИЗ КОТЕЛЬНОЙ **«ПЕРЕВАЛ»**
на отопительный сезон 2021-2022 гг.

| Температура наружного воздуха $t_{нв}$ | Температура в подающем трубопроводе $t_{пр}$ | Температура в обратном трубопроводе $t_{об}$ | Температура наружного воздуха $t_{нв}$ | Температура в подающем трубопроводе $t_{пр}$ | Температура в обратном трубопроводе $t_{об}$ |
|---|---|---|---|---|---|
| + 10 | 70 | 55 | -10 | 82 | 55 |
| + 9 | 70 | 55 | -11 | 83 | 55 |
| +8 | 71 | 54 | -12 | 85 | 56 |
| +7 | 71 | 54 | -13 | 87 | 57 |
| +6 | 72 | 53 | -14 | 89 | 58 |
| +5 | 72 | 53 | -15 | 90 | 59 |
| +4 | 72 | 53 | -16 | 91 | 60 |
| +3 | 73 | 52 | -17 | 94 | 61 |
| +2 | 73 | 52 | -18 | 95 | 62 |
| +1 | 73 | 51 | -19 | 97 | 63 |
| 0 | 74 | 51 | -20 | 98 | 64 |
| -1 | 74 | 51 | -21 | 99 | 65 |
| -2 | 74 | 50 | -22 | 100 | 65 |
| -3 | 75 | 50 | -23 | 102 | 66 |
| -4 | 75 | 50 | -24 | 103 | 67 |
| -5 | 75 | 51 | -25 | 105 | 68 |
| -6 | 76 | 51 | -26 | 107 | 68 |
| -7 | 76 | 52 | -27 | 108 | 69 |
| -8 | 78 | 53 | -28 | 110 | 70 |
| - 9 | 80 | 54 | Ниже -28 | 110 | 70 |

Инженер-технолог С. А. Ступак

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

_____ В. Н. Сендзяк
«__» _____ 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УК

_____ А. А. Ильенко
«__» _____ 2021 г.

# ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
## отпуска сетевой воды из Нижнего Теплового Пункта «Перевал» на отопительный сезон 2021-2022 гг.

| Температура наружн. воздуха **t н.в.** | Температура в подающей линии **t пр** | Температура в обратной линии **t обр** | Давление в подающей линии «на Квартал» **Рпр** | Давление в подающей линии «на Березовый» **Рпр** | Температура наружн. воздуха **t н.в.** | Температура в подающей линии **t пр.** | Температура в обратной линии **t обр** | Давление в подающей линии «на Квартал» **Рпр** | Давление в подающей линии «на Березовый» **Рпр** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| +10 | 55 | 49 | 4,9 | 6,5 | -10 | 57 | 47 | 5,0 | 6,5 |
| +9 | 55 | 49 | 4,9 | 6,5 | -11 | 58 | 48 | 5,0 | 6,5 |
| +8 | 55 | 49 | 4,9 | 6,5 | -12 | 58 | 49 | 5,0 | 6,5 |
| +7 | 55 | 49 | 4,9 | 6,5 | -13 | 59 | 50 | 5,0 | 6,5 |
| +6 | 55 | 48 | 4,9 | 6,5 | -14 | 60 | 50 | 5,0 | 6,5 |
| +5 | 55 | 48 | 4,9 | 6,5 | -15 | 62 | 51 | 5,0 | 6,5 |
| +4 | 55 | 48 | 4,9 | 6,5 | -16 | 63 | 52 | 5,0 | 6,5 |
| +3 | 55 | 48 | 4,9 | 6,5 | -17 | 64 | 53 | 5,0 | 6,5 |
| +2 | 55 | 47 | 4,9 | 6,5 | -18 | 65 | 53 | 5,0 | 6,5 |
| +1 | 55 | 47 | 4,9 | 6,5 | -19 | 66 | 54 | 5,0 | 6,5 |
| 0 | 55 | 47 | 5,0 | 6,5 | -20 | 67 | 55 | 5,0 | 6,5 |
| -1 | 55 | 47 | 5,0 | 6,5 | -21 | 68 | 55 | 5,0 | 6,5 |
| -2 | 55 | 47 | 5,0 | 6,5 | -22 | 69 | 56 | 5,0 | 6,5 |
| -3 | 55 | 46 | 5,0 | 6,5 | -23 | 70 | 57 | 5,0 | 6,5 |
| -4 | 55 | 46 | 5,0 | 6,5 | -24 | 71 | 57 | 5,0 | 6,5 |
| -5 | 55 | 46 | 5,0 | 6,5 | -25 | 72 | 58 | 5,0 | 6,5 |
| -6 | 55 | 46 | 5,0 | 6,5 | -26 | 73 | 59 | 5,0 | 6,5 |
| -7 | 55 | 46 | 5,0 | 6,5 | -27 | 74 | 59 | 5,0 | 6,5 |
| -8 | 55 | 46 | 5,0 | 6,5 | -28 | 75 | 60 | 5,0 | 6,5 |
| -9 | 56 | 47 | 5,0 | 6,5 | ниже -28 | 75 | 60 | 5,0 | 6,5 |

Инженер-технолог _____ С. А. Ступак

*Рис. 3.14*

*Рис 3.15*

*Рисунок 3.16 Схема магистральных трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Перевал»*

**Расчет гидравлического режима работы системы теплоснабжения котельной «Перевал» по тепловым нагрузкам 2019 г. (при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах)**

Для расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения коэффициенты эквивалентной шероховатости трубопроводов сетевой воды в системе теплоснабжения от котельной «Перевал» приняты равными:

- Подающий трубопровод $К_Э$=1,0 мм,
- Обратный трубопровод $К_Э$=1,0 мм.

Суммы коэффициентов местных сопротивлений приняты:

- Подающий трубопровод Z=1,0 мм,
- Обратный трубопровод Z=1,0 мм.

Гидравлический расчет производится при следующих давлениях в трубопроводах сетевой воды на котельной «Перевал»:

1. Котельная

- Подающий трубопровод – 5,7 кгс/см$^2$,

- Обратный трубопровод – 3,6 кгс/см$^2$. 2.

Нижний тепловой пункт

- Подающий трубопровод – 4,7 кгс/см$^2$, -

Обратный трубопровод – 4,1 кгс/см$^2$.

Расчетная температура наружного воздуха -28 $^0$С (СНиП 23.01.99 «Строительная климатология»); среднегодовая температура наружного воздуха -0,7 $^0$С; расчетная температура холодной воды 5 $^0$С.

Нагрузки потребителей приняты по информации, предоставленной городской администрацией на 2019 год.

Результаты гидравлического расчета системы теплоснабжения котельной «Перевал» при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и расчетной температуре наружного воздуха представлены в Приложениях 1, 2, 3.

Пьезометрические графики по данным расчетов представлены в Приложении 4.

Скорости теплоносителя по участкам и удельные потери определены по результатам

расчета и представлены на рис.3.17 и рис.3.18.

Из данных схем следует, что требуется перекладка участка магистральной тепловой сети от котельной Перевал до НТП с увеличением диаметра до Ду 350 мм. В микрорайоне «Квартал» по результатам расчета выявлены участки, по которым скорости теплоносителя и удельные потери превышают рекомендуемые. При увеличении скорости возрастают потери давления, а, следовательно, и мощность, необходимая для перекачки теплоносителя.

Исходя из этого можно определить наиболее проблемные участки:

1. Участок от ТК-26 до Фрунзе, 8
2. Участок от ТК-14 до Фрунзе 5Б
3. Участок от ТК-32 до Фрунзе, 16, 18
4. Участок от ТК-16 в сторону школы, домов по Фрунзе, 11, 13

Результаты гидравлического расчета представлены в таблицах 3.10 и 3.11.

*Таблица 3.10 – Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (существующие значения)*

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Наименование начала участка | От котельной до НТП | Котельная "Перевал" | Р-5 | Р-3 | Р-1 | Р-2 | Участок 1 | ТК-26 | ТК-35 | ТК-35.1 | Р-41 | ТК-35 | Участок2 | ТК-14 | Р-12 | Р-14 | Участок3 | ТК-32 | ТК-33 | Р-50 | ТК-33 | ТК-34 | Р-51 | Участок4 | ТК-16 | Р-22 | ТК-16 | ТК-17 | ТК-18 | Р-24 | ТК-18 |
| **Наименование конца участка** | | Р-5 | Р-3 | Р-1 | Р-2 | НТП | | ТК-35 | ТК-35.1 | Р-41 | Фрунзе, 8 | ТК-36 | | Р-12 | Р-14 | Фрунзе, 5б | | ТК-33 | Р-50 | Фрунзе, 16 | ТК-34 | Р-51 | Фрунзе, 18 | | Р-22 | Фрунзе, 11 | ТК-17 | ТК-18 | Р-24 | Фрунзе, 13 | ТК-19 |
| **Длина участка, м** | | 40 | 180 | 2500 | 680 | 1 | | 12 | 18 | 3 | 1 | 25 | | 4 | 30 | 1 | | 16 | 5 | 1 | 20 | 5 | 1 | | 15 | 1 | 12 | 8 | 15 | 1 | 30 |
| **Внутренний диаметр подающего трубопровода, м** | | 0,207 | 0,207 | 0,207 | 0,207 | 0,207 | | 0,207 | 0,069 | 0,069 | 0,069 | 0,207 | | 0,05 | 0,05 | 0,05 | | 0,05 | 0,04 | 0,04 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | | 0,04 | 0,04 | 0,1 | 0,1 | 0,05 | 0,05 | 0,1 |
| **Внутренний диаметр обратного трубопровода, м** | | 0,207 | 0,207 | 0,207 | 0,207 | 0,207 | | 0,207 | 0,069 | 0,069 | 0,069 | 0,207 | | 0,05 | 0,05 | 0,05 | | 0,05 | 0,04 | 0,04 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | | 0,04 | 0,04 | 0,1 | 0,1 | 0,05 | 0,05 | 0,1 |
| **Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да** | | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | | 2 | 2 | 2 | | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| **Шероховатость трубопровода, мм** | | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Коэффициент местного сопротивления тр-да** | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч** | | 193,6319 | 193,6287 | 193,6139 | 193,4088 | 193,353 | | 213,0139 | 35,4486 | 35,4484 | 35,4484 | 177,5644 | | 20,2035 | 11,5111 | 11,511 | | 12,9214 | 5,3238 | 5,3238 | 7,5975 | 7,5974 | 7,5974 | | 5,4386 | 5,4386 | 44,0063 | 40,7549 | 7,1882 | 7,1881 | 33,5665 |
| **Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч** | | -192,5447 | -192,548 | -192,5628 | -192,7679 | 92,8236 | | -212,7606 | -35,414 | -35,4141 | -35,4142 | -177,3477 | | -20,1845 | -11,5004 | -11,5005 | | -12,9089 | -5,3188 | -5,3188 | -7,5902 | -7,5903 | -7,5903 | | -5,4334 | -5,4335 | -43,9586 | -40,7108 | -7,1813 | -7,1814 | -33,5296 |
| **Потери напора в подающем трубопроводе, м** | | 0,901 | 3,121 | 39,903 | 11,025 | 0,282 | | 0,596 | 4,343 | 1,328 | 0,926 | 0,62 | | 2,271 | 3,732 | 0,392 | | 2,67 | 0,543 | 0,224 | 1,126 | 0,372 | 0,171 | | 1,397 | 0,234 | 0,784 | 0,521 | 0,783 | 0,153 | 0,92 |
| **Потери напора в обратном трубопроводе, м** | | 0,891 | 3,087 | 39,472 | 10,952 | 0,281 | | 0,594 | 4,335 | 1,325 | 0,924 | 0,618 | | 2,266 | 3,725 | 0,392 | | 2,665 | 0,542 | 0,224 | 1,124 | 0,371 | 0,171 | | 1,394 | 0,234 | 0,782 | 0,52 | 0,782 | 0,153 | 0,918 |
| **Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м** | | 15,857 | 15,857 | 15,854 | 15,821 | 15,812 | | 22,723 | 201,007 | 201,005 | 201,005 | 15,801 | | 354,118 | 115,151 | 115,148 | | 145,033 | 79,6 | 79,599 | 50,263 | 50,262 | 50,262 | | 83,06 | 83,059 | 44,232 | 37,949 | 45,008 | 45,007 | 25,767 |
| **Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м** | | 15,68 | 15,681 | 15,683 | 15,717 | 15,726 | | 22,669 | 200,615 | 200,617 | 200,617 | 15,762 | | 353,452 | 114,936 | 114,939 | | 144,751 | 79,449 | 79,45 | 50,166 | 50,168 | 50,168 | | 82,901 | 82,903 | 44,136 | 37,868 | 44,923 | 44,924 | 25,711 |
| **Скорость движения воды в под.тр-де, м/с** | | 1,639 | 1,639 | 1,639 | 1,637 | 1,637 | | 1,803 | 2,701 | 2,701 | 2,701 | 1,503 | | 2,931 | 1,67 | 1,67 | | 1,875 | 1,207 | 1,207 | 1,102 | 1,102 | 1,102 | | 1,233 | 1,233 | 1,596 | 1,478 | 1,043 | 1,043 | 1,218 |
| **Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с** | | -1,63 | -1,63 | -1,63 | -1,632 | -1,632 | | -1,801 | -2,698 | -2,698 | -2,698 | -1,501 | | -2,929 | -1,669 | -1,669 | | -1,873 | -1,206 | -1,206 | -1,101 | -1,101 | -1,101 | | -1,232 | -1,232 | -1,595 | -1,477 | -1,042 | -1,042 | -1,216 |
| **Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч** | | 0,003 | 0,015 | 0,205 | 0,056 | 0 | | 0,001 | 0 | 0 | 0 | 0,002 | | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,001 |
| **Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч** | | 0,003 | 0,015 | 0,205 | 0,056 | 0 | | 0,001 | 0 | 0 | 0 | 0,002 | | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,001 |
| **Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч** | | 5166,43 | 22878,31 | 317482,18 | 87591,2 | 91,52 | | 1195,01 | 1063,22 | 177,16 | 39,54 | 2490,21 | | 206,91 | 1554,92 | 30,1 | | 823,49 | 206,22 | 25,45 | 1029,6 | 257,14 | 29,91 | | 620,66 | 25,55 | 839,72 | 559,66 | 774,3 | 30,07 | 2098,22 |
| **Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч** | | 2213,72 | 16678,09 | 234711,98 | 37479,27 | 59,69 | | 512,27 | 455,54 | 75,92 | 32,35 | 1067,19 | | 88,85 | 666,25 | 23,84 | | 353,01 | 88,41 | 19,8 | 440,81 | 110,19 | 23,59 | | 266,22 | 19,88 | 359,78 | 239,8 | 332,3 | 23,73 | 898,61 |
| **Температура в начале участка под.тр-да,°С** | | 110 | 109,97 | 109,86 | 108,22 | 107,76 | | 74,94 | 74,93 | 74,9 | 74,9 | 74,93 | | 74,84 | 74,83 | 74,7 | | 74,53 | 74,47 | 74,43 | 74,47 | 74,33 | 74,3 | | 74,77 | 74,66 | 74,77 | 74,76 | 74,74 | 74,63 | 74,74 |
| **Температура в конце участка под.тр-да,°С** | | 109,97 | 109,86 | 108,22 | 107,76 | 107,76 | | 74,93 | 74,9 | 74,9 | 74,9 | 74,92 | | 74,83 | 74,7 | 74,7 | | 74,47 | 74,43 | 74,42 | 74,33 | 74,3 | 74,29 | | 74,66 | 74,66 | 74,76 | 74,74 | 74,63 | 74,63 | 74,68 |
| **Температура в начале участка обр.тр-да,°С** | | 63,83 | 63,91 | 65,13 | 65,33 | 65,33 | | 59,93 | 59,93 | 59,93 | 59,93 | 59,94 | | 60,05 | 60,16 | 60,16 | | 59,6 | 59,68 | 59,69 | 59,62 | 59,63 | 59,64 | | 59,9 | 59,91 | 59,67 | 59,65 | 59,93 | 59,93 | 59,63 |
| **Температура в конце участка обр.тр-да,°С** | | 63,82 | 63,83 | 63,91 | 65,13 | 65,33 | | 59,93 | 59,91 | 59,93 | 59,93 | 59,93 | | 60,05 | 60,1 | 60,16 | | 59,58 | 59,67 | 59,68 | 59,56 | 59,62 | 59,63 | | 59,85 | 59,9 | 59,66 | 59,65 | 59,88 | 59,93 | 59,61 |

*Таблица 3.11– Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (при увеличении диаметра трубопровода)*

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Наименование начала участка | | Котельная "Перевал" | Р-5 | Р-3 | Р-1 | Р-2 | | ТК-26 | ТК-35 | ТК-35.1 | Р-41 | ТК-35 | | ТК-14 | Р-12 | Р-14 | | ТК-32 | ТК-33 | Р-50 | ТК-33 | ТК-34 | Р-51 | | ТК-16 | Р-22 | ТК-16 | ТК-17 | ТК-18 | Р-24 | ТК-18 |
| **Наименование конца участка** | | Р-5 | Р-3 | Р-1 | Р-2 | НТП | | ТК-35 | ТК-35.1 | Р-41 | Фрунзе, 8 | ТК-36 | | Р-12 | Р-14 | Фрунзе, | | ТК-33 | Р-50 | Фрунзе, | ТК-34 | Р-51 | Фрунзе, | | Р-22 | Фрунзе, | ТК-17 | ТК-18 | Р-24 | Фрунзе, | ТК-19 |
| **Длина участка, м** | | 40 | 180 | 2500 | 680 | 1 | | 12 | 18 | 3 | 1 | 25 | | 4 | 30 | 1 | | 16 | 5 | 1 | 20 | 5 | 1 | | 15 | 1 | 12 | 8 | 15 | 1 | 30 |
| **Внутренний диаметр подающего трубопровода, м** | | 0,259 | 0,259 | 0,259 | 0,259 | 0,259 | | 0,253 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,259 | | 0,082 | 0,069 | 0,05 | | 0,082 | 0,04 | 0,04 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | | 0,04 | 0,04 | 0,15 | 0,15 | 0,05 | 0,05 | 0,15 |
| **Внутренний диаметр обратного трубопровода, м** | | 0,259 | 0,259 | 0,259 | 0,259 | 0,259 | | 0,253 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,259 | | 0,082 | 0,069 | 0,05 | | 0,082 | 0,04 | 0,04 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | | 0,04 | 0,04 | 0,15 | 0,15 | 0,05 | 0,05 | 0,15 |
| **Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да** | | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | | 2 | 2 | 2 | | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| **Шероховатость трубопровода,** | | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Коэффициент местного сопротивления тр-да** | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч** | | 195,1903 | 195,1852 | 195,1621 | 194,841 | 194,7537 | | 213,0158 | 35,4488 | 35,4485 | 35,4484 | 177,5655 | | 20,2037 | 11,5112 | 11,511 | | 12,9215 | 5,3238 | 5,3238 | 7,5975 | 7,5974 | 7,5974 | | 5,4386 | 5,4386 | 44,0074 | 40,7558 | 7,1882 | 7,1881 | 33,5673 |
| **Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч** | | -193,7876 | -193,7927 | -193,8158 | -194,1369 | -194,2242 | | -212,7588 | -35,4137 | -35,4141 | -35,4141 | -177,346 | | -20,1843 | -11,5002 | -11,5005 | | -12,9087 | -5,3188 | -5,3188 | -7,5902 | -7,5903 | -7,5903 | | -5,4334 | -5,4335 | -43,9574 | -40,7099 | -7,1813 | -7,1814 | -33,5289 |
| **Потери напора в подающем трубопроводе, м** | | 0,31 | 1,009 | 12,582 | 3,491 | 0,115 | | 0,24 | 0,681 | 0,251 | 0,193 | 0,214 | | 0,224 | 0,716 | 0,392 | | 0,222 | 0,543 | 0,224 | 1,126 | 0,372 | 0,171 | | 1,397 | 0,234 | 0,114 | 0,079 | 0,783 | 0,153 | 0,122 |
| **Потери напора в обратном трубопроводе, м** | | 0,306 | 0,995 | 12,41 | 3,466 | 0,115 | | 0,24 | 0,68 | 0,25 | 0,193 | 0,213 | | 0,224 | 0,714 | 0,392 | | 0,222 | 0,542 | 0,224 | 1,124 | 0,371 | 0,171 | | 1,394 | 0,234 | 0,113 | 0,079 | 0,782 | 0,153 | 0,121 |
| **Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м** | | 4,99 | 4,99 | 4,988 | 4,972 | 4,968 | | 7,938 | 28,73 | 28,73 | 28,729 | 4,884 | | 26,477 | 21,303 | 115,148 | | 10,866 | 79,6 | 79,599 | 50,263 | 50,262 | 50,262 | | 83,06 | 83,059 | 5,29 | 4,541 | 45,008 | 45,007 | 3,087 |
| **Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м** | | 4,919 | 4,919 | 4,92 | 4,936 | 4,941 | | 7,919 | 28,673 | 28,674 | 28,674 | 4,872 | | 26,426 | 21,263 | 114,939 | | 10,845 | 79,449 | 79,45 | 50,166 | 50,168 | 50,168 | | 82,901 | 82,903 | 5,278 | 4,531 | 44,923 | 44,924 | 3,08 |
| **Скорость движения воды в под.тр-де, м/с** | | 1,056 | 1,055 | 1,055 | 1,054 | 1,053 | | 1,207 | 1,286 | 1,286 | 1,286 | 0,96 | | 1,09 | 0,877 | 1,67 | | 0,697 | 1,207 | 1,207 | 1,102 | 1,102 | 1,102 | | 1,233 | 1,233 | 0,709 | 0,657 | 1,043 | 1,043 | 0,541 |
| **Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с** | | -1,048 | -1,048 | -1,048 | -1,05 | -1,05 | | -1,206 | -1,285 | -1,285 | -1,285 | -0,959 | | -1,089 | -0,876 | -1,669 | | -0,696 | -1,206 | -1,206 | -1,101 | -1,101 | -1,101 | | -1,232 | -1,232 | -0,709 | -0,656 | -1,042 | -1,042 | -0,541 |
| **Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч** | | 0,005 | 0,023 | 0,321 | 0,087 | 0 | | 0,001 | 0 | 0 | 0 | 0,003 | | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0,001 | 0 | 0 | 0 | 0,001 |
| **Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч** | | 0,005 | 0,023 | 0,321 | 0,087 | 0 | | 0,001 | 0 | 0 | 0 | 0,003 | | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0,001 | 0 | 0 | 0 | 0,001 |
| **Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч** | | 5909,23 | 25685,7 | 356405,57 | 100185,49 | 102,03 | | 1384,42 | 1263,72 | 210,55 | 48,64 | 2884,88 | | 235,83 | 1772,21 | 30,09 | | 938,62 | 206,19 | 25,45 | 1029,46 | 257,11 | 29,91 | | 620,58 | 25,55 | 983,86 | 655,71 | 774,16 | 30,07 | 2458,27 |
| **Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч** | | 2531,91 | 19386,99 | 273404,32 | 42858,87 | 69,23 | | 593,46 | 541,41 | 90,23 | 40,02 | 1236,32 | | 101,27 | 759,22 | 23,83 | | 402,34 | 88,4 | 19,79 | 440,75 | 110,17 | 23,58 | | 266,22 | 19,88 | 421,53 | 280,94 | 332,27 | 23,73 | 1052,73 |
| **Температура в начале участка под.тр-да,°С** | | 110 | 109,97 | 109,84 | 108,01 | 107,5 | | 74,94 | 74,93 | 74,9 | 74,89 | 74,93 | | 74,84 | 74,83 | 74,68 | | 74,53 | 74,46 | 74,42 | 74,46 | 74,32 | 74,29 | | 74,77 | 74,66 | 74,77 | 74,75 | 74,74 | 74,63 | 74,74 |
| **Температура в конце участка под.тр-да,°С** | | 109,97 | 109,84 | 108,01 | 107,5 | 107,5 | | 74,93 | 74,9 | 74,89 | 74,89 | 74,91 | | 74,83 | 74,68 | 74,68 | | 74,46 | 74,42 | 74,41 | 74,32 | 74,29 | 74,28 | | 74,66 | 74,66 | 74,75 | 74,74 | 74,63 | 74,62 | 74,66 |
| **Температура в начале участка обр.тр-да,°С** | | 63,64 | 63,74 | 65,15 | 65,37 | 65,37 | | 59,92 | 59,92 | 59,92 | 59,92 | 59,93 | | 60,04 | 60,15 | 60,15 | | 59,6 | 59,68 | 59,68 | 59,61 | 59,63 | 59,63 | | 59,9 | 59,91 | 59,66 | 59,64 | 59,92 | 59,93 | 59,62 |
| **Температура в конце участка обр.тр-да,°С** | | 63,62 | 63,64 | 63,74 | 65,15 | 65,37 | | 59,92 | 59,9 | 59,92 | 59,92 | 59,93 | | 60,03 | 60,08 | 60,15 | | 59,57 | 59,66 | 59,68 | 59,55 | 59,61 | 59,63 | | 59,85 | 59,9 | 59,65 | 59,63 | 59,88 | 59,92 | 59,59 |

От котельной до НТП

Участок 1

Участок2

Участок3

Участок4

*Рис.3.17 - Скорости теплоносителя по участкам теплосети от котельной Перевал*

*Рис.3.18 – Удельные потери по участкам теплосети от котельной Перевал*

### 3.5. Система теплоснабжения от котельной «Стройка»

Система теплоснабжения котельной «Стройка» осуществляет выработку и транспортировку теплоносителя в виде горячей воды потребителям микрорайона «Стройка» на нужды отопления и горячего водоснабжения.

Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельной «Стройка» представлена в таблице 3.12

***Таблица 3.12 - Структура нагрузок системы теплоснабжения Котельная «Стройка»***

| Система теплоснабжения | Отопление, Гкал/ч | Вентиляция, Гкал/ч | Суточные максимумы ГВС (открытая схема), Гкал/ч | Итого, Гкал/ч |
|---|---|---|---|---|
| Котельная «Стройка» | 3,035 | 0 | 0,427 | 3,462 |

Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной «Стройка» представлено на рис. 3.19.

*Рисунок 3.19 Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной "Стройка"*

Утвержденный температурный график – 75/60 $^{o}$C системы теплоснабжения котельной «Стройка» представлен на рис.3.19.1

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского муниципального образования

_____ В. Н. Сендзяк
«__» _____ 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»

_____ А. А. Ильенко
«__» _____ 2021 г.

# ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
## отпуска сетевой воды из котельной «СТРОЙКА» на отопительный сезон 2021-2022 гг.

| Температура наружн. воздуха **t н.в.** | Температура в подающей линии **t пр** | Температура в обратной линии **t обр** | Давление в подающей линии **Рпр** | Температура наружн. воздуха **t н.в.** | Температура в подающей линии **t пр.** | Температура в обратной линии **t обр** | Давление в подающей линии **Рпр.** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| +10 | 55 | 49 | 5,8 | -10 | 57 | 47 | 5,8 |
| +9 | 55 | 49 | 5,8 | -11 | 58 | 48 | 5,8 |
| +8 | 55 | 49 | 5,8 | -12 | 59 | 49 | 5,8 |
| +7 | 55 | 49 | 5,8 | -13 | 60 | 50 | 5,8 |
| +6 | 55 | 48 | 5,8 | -14 | 61 | 50 | 5,8 |
| +5 | 55 | 48 | 5,8 | -15 | 62 | 51 | 5,8 |
| +4 | 55 | 48 | 5,8 | -16 | 63 | 52 | 5,8 |
| +3 | 55 | 48 | 5,8 | -17 | 64 | 53 | 5,8 |
| +2 | 55 | 47 | 5,8 | -18 | 65 | 53 | 5,8 |
| +1 | 55 | 47 | 5,8 | -19 | 66 | 54 | 5,8 |
| 0 | 55 | 47 | 5,8 | -20 | 67 | 55 | 5,8 |
| -1 | 55 | 47 | 5,8 | -21 | 68 | 55 | 5,8 |
| -2 | 55 | 47 | 5,8 | -22 | 69 | 56 | 5,8 |
| -3 | 55 | 46 | 5,8 | -23 | 70 | 57 | 5,8 |
| -4 | 55 | 46 | 5,8 | -24 | 71 | 57 | 5,8 |
| -5 | 55 | 46 | 5,8 | -25 | 72 | 58 | 5,8 |
| -6 | 55 | 46 | 5,8 | -26 | 73 | 59 | 5,8 |
| -7 | 55 | 46 | 5,8 | -27 | 74 | 59 | 5,8 |
| -8 | 55 | 46 | 5,8 | -28 | 75 | 60 | 5,8 |
| -9 | 56 | 47 | 5,8 | ниже -28 | 75 | 60 | 5,8 |

Инженер-технолог С. А. Ступак

*Рисунок 3.20 Схема магистральных трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Стройка»*

**Расчет гидравлического режима работы системы теплоснабжения котельной «Стройка» по тепловым нагрузкам 2019 г. (при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах)**

Для расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения коэффициенты эквивалентной шероховатости трубопроводов сетевой воды в системе теплоснабжения от котельной «Стройка» приняты равными:

- Подающий трубопровод $К_э$=1,0 мм,
- Обратный трубопровод $К_э$=1,0 мм.

Суммы коэффициентов местных сопротивлений приняты:

- Подающий трубопровод Z=1,0 мм,
- Обратный трубопровод Z=1,0 мм.

Гидравлический расчет производится при следующих давлениях в трубопроводах сетевой воды на котельной «Стройка»:

- Подающий трубопровод – 5,0 кгс/см$^2$,
- Обратный трубопровод – 4,8 кгс/см$^2$.

Расчетная температура наружного воздуха -28°С (СНиП 23.01.99 «Строительная климатология»); среднегодовая температура наружного воздуха -0,7°С; расчетная температура холодной воды 5°С.

Нагрузки потребителей приняты по информации, предоставленной городской администрацией на 2019 год.

Результаты гидравлического расчета системы теплоснабжения котельной «Стройка» при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и расчетной температуре наружного воздуха представлены в Приложениях 1, 2, 3.

Пьезометрические графики по данным расчетов представлены в Приложении 4.

Скорости теплоносителя по участкам и удельные потери определены по результатам

расчета и представлены на рис.3.21 и рис.3.22.

По результатам расчета выявлено, что на участке тепловой сети от ТК-1 до ТК-23' около домов №1, 3 по ул.Вербная заужен диаметр тепловой сети, что приводит к ухудшению гидравлического режима, увеличению скорости и удельных потерь.

Результаты гидравлического расчета представлены в таблицах 3.13 и 3.14.

*Таблица 3.13 Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (существующие значения)*

| Наименование начала участка | Котельная "Стройка" | Р2 | ТК-1 | ТК-21 | ТК-22 | ТК-23 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Наименование конца участка** | Р2 | ТК-1 | ТК-21 | ТК-22 | ТК-23 | ТК-23' |
| **Длина участка, м** | 1 | 63 | 20,4 | 42 | 8,4 | 30 |
| **Внутренний диаметр подающего трубопровода, м** | 0,207 | 0,207 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| **Внутренний диаметр обратного трубопровода, м** | 0,207 | 0,207 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| **Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да** | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| **Шероховатость трубопровода, мм** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Коэффициент местного сопротивления тр-да** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч** | 190,0549 | 190,0522 | 98,2673 | 91,9469 | 82,626 | 73,5724 |
| **Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч** | -189,4695 | -189,4722 | -98,1283 | -91,8149 | -82,5047 | -73,4604 |
| **Потери напора в подающем трубопроводе, м** | 0,275 | 1,397 | 5,752 | 9,198 | 2,2 | 4,411 |
| **Потери напора в обратном трубопроводе, м** | 0,274 | 1,389 | 5,736 | 9,172 | 2,194 | 4,397 |
| **Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м** | 18,097 | 18,096 | 220,055 | 192,683 | 155,632 | 123,428 |
| **Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м** | 17,986 | 17,986 | 219,434 | 192,13 | 155,176 | 123,053 |
| **Скорость движения воды в под.тр-де, м/с** | 1,609 | 1,609 | 3,565 | 3,335 | 2,997 | 2,669 |
| **Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с** | -1,604 | -1,604 | -3,56 | -3,331 | -2,993 | -2,665 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч** | 0 | 0,005 | 0 | 0,001 | 0 | 0,001 |
| **Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч** | 0 | 0,005 | 0 | 0,001 | 0 | 0,001 |
| **Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч** | 55,66 | 5713,87 | 1303,93 | 2689,04 | 537,51 | 1918,32 |
| **Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч** | 43,83 | 2448,4 | 559,76 | 1151,81 | 230,2 | 821,36 |
| **Температура в начале участка под.тр-да,°С** | 75 | 75 | 74,97 | 74,96 | 74,93 | 74,92 |
| **Температура в конце участка под.тр-да,°С** | 75 | 74,97 | 74,96 | 74,93 | 74,92 | 74,89 |
| **Температура в начале участка обр.тр-да,°С** | 59,05 | 59,06 | 59,26 | 59,22 | 59,15 | 59,07 |
| **Температура в конце участка обр.тр-да,°С** | 59,05 | 59,05 | 59,25 | 59,21 | 59,15 | 59,06 |

*Таблица 3.14– Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (при увеличении диаметра трубопровода)*

| Наименование начала участка | Котельная "Стройка" | Р2 | ТК-1 | ТК-21 | ТК-22 | ТК-23 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Наименование конца участка** | Р2 | ТК-1 | ТК-21 | ТК-22 | ТК-23 | ТК-23' |
| **Длина участка, м** | 1 | 63 | 20,4 | 42 | 8,4 | 30 |
| **Внутренний диаметр подающего трубопровода, м** | 0,259 | 0,259 | 0,207 | 0,15 | 0,15 | 0,15 |
| **Внутренний диаметр обратного трубопровода, м** | 0,259 | 0,259 | 0,207 | 0,15 | 0,15 | 0,15 |
| **Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да** | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| **Шероховатость трубопровода, мм** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Коэффициент местного сопротивления тр-да** | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч** | 190,0611 | 190,0583 | 98,2705 | 91,9488 | 82,6269 | 73,5731 |
| **Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч** | -189,4633 | -189,466 | -98,1251 | -91,8129 | -82,5038 | -73,4597 |
| **Потери напора в подающем трубопроводе, м** | 0,111 | 0,457 | 0,168 | 1,184 | 0,332 | 0,582 |
| **Потери напора в обратном трубопроводе, м** | 0,11 | 0,454 | 0,167 | 1,18 | 0,331 | 0,58 |
| **Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м** | 5,593 | 5,593 | 4,857 | 22,986 | 18,57 | 14,733 |
| **Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м** | 5,558 | 5,558 | 4,842 | 22,918 | 18,515 | 14,687 |
| **Скорость движения воды в под.тр-де, м/с** | 1,028 | 1,028 | 0,832 | 1,482 | 1,332 | 1,186 |
| **Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с** | -1,025 | -1,025 | -0,831 | -1,48 | -1,33 | -1,184 |
| **Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч** | 0 | 0,008 | 0,002 | 0,002 | 0 | 0,001 |
| **Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч** | 0 | 0,008 | 0,002 | 0,002 | 0 | 0,001 |
| **Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч** | 64,81 | 6618,81 | 1849,61 | 3150,17 | 629,66 | 2247,18 |
| **Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч** | 50,63 | 2836,11 | 793,92 | 1349,28 | 269,66 | 962,13 |
| **Температура в начале участка под.тр-да,°С** | 75 | 75 | 74,96 | 74,95 | 74,91 | 74,9 |
| **Температура в конце участка под.тр-да,°С** | 75 | 74,96 | 74,95 | 74,91 | 74,9 | 74,87 |
| **Температура в начале участка обр.тр-да,°С** | 59,03 | 59,05 | 59,24 | 59,21 | 59,13 | 59,06 |
| **Температура в конце участка обр.тр-да,°С** | 59,03 | 59,03 | 59,23 | 59,19 | 59,13 | 59,04 |

*Рис.3.21 - Скорости теплоносителя по участкам теплосети от котельной Стройка*

*Рис.3.22 – Удельные потери по участкам теплосети от котельной Стройка*

### 3.6. Система теплоснабжения от котельной «СМП»

Система теплоснабжения котельной «СМП» осуществляет выработку и транспортировку теплоносителя в виде горячей воды потребителям микрорайона «Берсенева» на нужды отопления и горячего водоснабжения.

Данная система теплоснабжения четырехтрубная. В расчетной электронной модели приняты два источника – на отопление и на систему ГВС.

Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельной «СМП» представлена в таблице 3.15

***Таблица 3.15 - Структура нагрузок системы теплоснабжения Котельная «СМП»***

| Система теплоснабжения | Отопление, Гкал/ч | Вентиляция, Гкал/ч | Суточные максимумы ГВС (открытая схема), Гкал/ч | Итого, Гкал/ч |
|---|---|---|---|---|
| Котельная «СМП» отоп. | 1,656 | 0 | 0 | 2,013 |
| Котельная «СМП» ГВС | 0 | 0 | 0,357 | |

Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной «СМП» представлено на рис. 3.23.

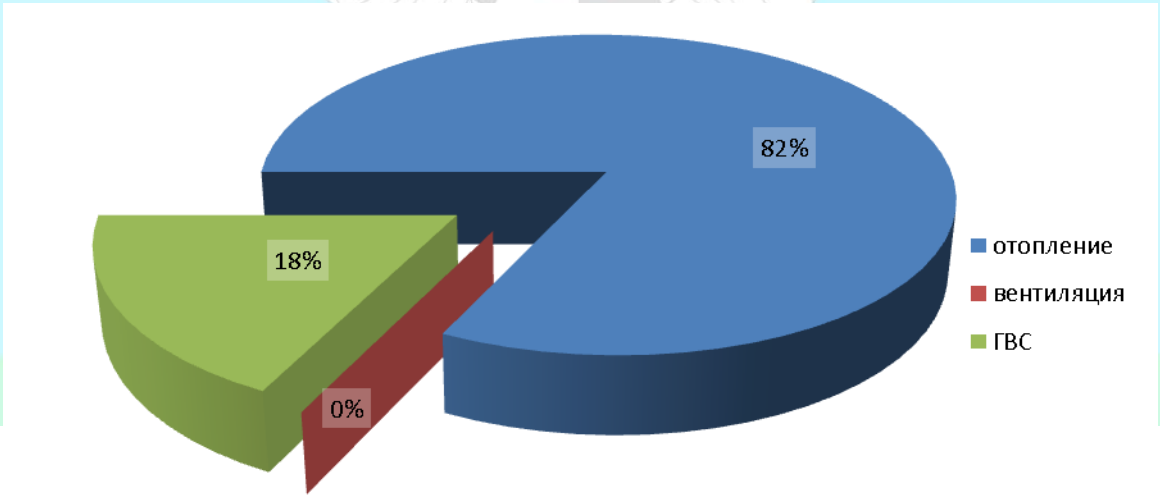



*Рисунок 3.23 Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной "СМП"*

Утвержденный температурный график – 75/60 $^{o}$C системы теплоснабжения котельной «СМП» представлен на рис.3.9.

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского муниципального образования

_____ В. Н. Сендзяк
«10» сентября 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»

_____ Т. А. Ильенко
«13» сентября 2021 г.

# ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
## ОТПУСКА СЕТЕВОЙ ВОДЫ из котельной «СМП»
на отопительный сезон 2021-2022 гг.

| Температура наружного воздуха | Температура в подающем трубопроводе tпр | | Температура в обратном трубопроводе tобр. | | Давление в подающей линии $P_{пр}$ | Температура наружного воздуха | Температура в подающем трубопроводе tпр | | Температура в обратном трубопроводе tобр. | | Давление в подающей линии $P_{пр}$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | отопление $t^{от}_{пр}$ | ГВС $t^{гвс}_{пр}$ | отопление | ГВС | | | отопление $t^{от}_{пр}$ | ГВС $t^{гвс}_{пр}$ | отопление | ГВС | |
| + 10 | 32 | 55 | 30 | не норм | 3,4 | -10 | 57 | 55 | 47 | не норм | 3,8 |
| + 9 | 34 | 55 | 31 | не норм. | 3,4 | -11 | 58 | 55 | 48 | не норм. | 3,9 |
| +8 | 35 | 55 | 32 | не норм. | 3,4 | -12 | 59 | 55 | 49 | не норм. | 3,9 |
| +7 | 37 | 55 | 33 | не норм. | 3,4 | -13 | 60 | 55 | 50 | не норм. | 3,9 |
| +6 | 38 | 55 | 34 | не норм. | 3,4 | -14 | 61 | 55 | 50 | не норм. | 4,0 |
| +5 | 39 | 55 | 35 | не норм. | 3,4 | -15 | 62 | 55 | 51 | не норм. | 4,0 |
| +4 | 40 | 55 | 36 | не норм. | 3,4 | -16 | 63 | 55 | 52 | не норм. | 4,0 |
| +3 | 42 | 55 | 37 | не норм. | 3,5 | -17 | 64 | 55 | 53 | не норм. | 4,0 |
| +2 | 43 | 55 | 38 | не норм. | 3,5 | -18 | 65 | 55 | 53 | не норм. | 4,0 |
| +1 | 44 | 55 | 38 | не норм. | 3,5 | -19 | 66 | 55 | 54 | не норм. | 4,0 |
| 0 | 45 | 55 | 39 | не норм. | 3,5 | -20 | 67 | 55 | 55 | не норм. | 4,0 |
| -1 | 46 | 55 | 40 | не норм. | 3,5 | -21 | 68 | 55 | 55 | не норм. | 4,0 |
| -2 | 48 | 55 | 41 | не норм. | 3,6 | -22 | 69 | 55 | 56 | не норм. | 4,0 |
| -3 | 49 | 55 | 42 | не норм. | 3,6 | -23 | 70 | 55 | 57 | не норм. | 4,0 |
| -4 | 50 | 55 | 43 | не норм. | 3,6 | -24 | 71 | 55 | 57 | не норм. | 4,0 |
| -5 | 51 | 55 | 44 | не норм. | 3,6 | -25 | 72 | 55 | 58 | не норм. | 4,0 |
| -6 | 52 | 55 | 45 | не норм. | 3,7 | -26 | 73 | 55 | 59 | не норм. | 4,0 |
| -7 | 54 | 55 | 46 | не норм. | 3,7 | -27 | 74 | 55 | 59 | не норм. | 4,0 |
| -8 | 55 | 55 | 47 | не норм. | 3,7 | -28 | 75 | 55 | 60 | не норм. | 4,0 |
| - 9 | 55 | 55 | 47 | не норм. | 3,8 | Ниже -28 | 75 | 55 | 60 | не норм. | 4,0 |

Инженер-технолог С. А. Ступак

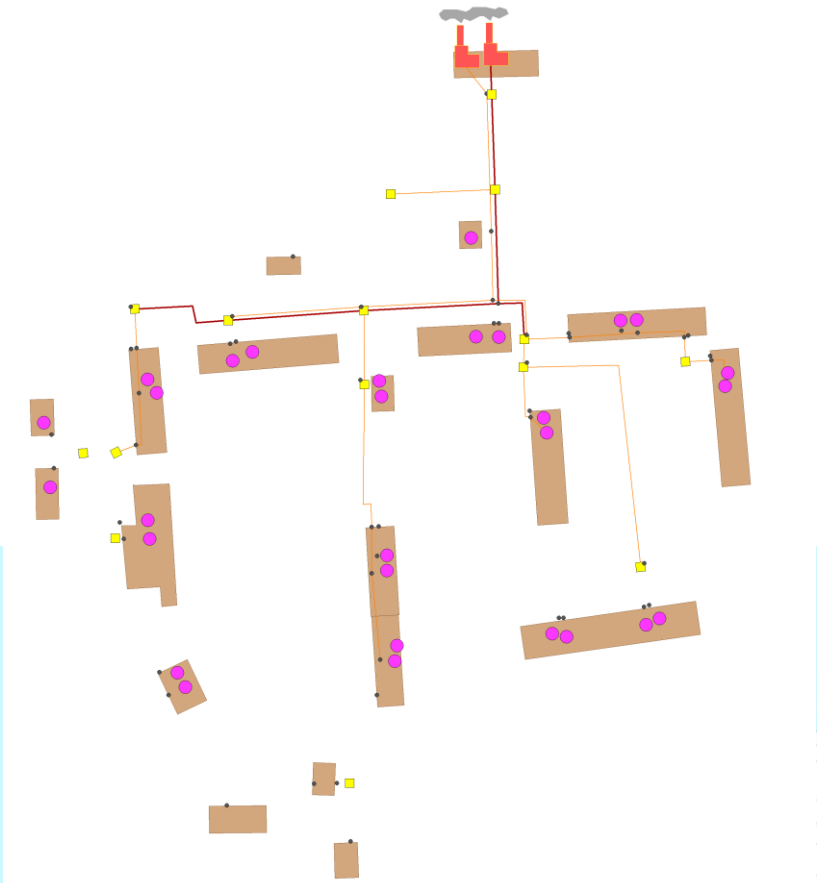


*Рисунок 3.24. Схема магистральных трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «СМП»*

**Расчет гидравлического режима работы системы теплоснабжения котельной «СМП» по тепловым нагрузкам 2019 г. (при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах)**

Для расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения коэффициенты эквивалентной шероховатости трубопроводов сетевой воды в системе теплоснабжения от котельной «СМП» приняты равными:

- Подающий трубопровод $К_Э$=1,0 мм,
- Обратный трубопровод $К_Э$=1,0 мм.

Суммы коэффициентов местных сопротивлений приняты:

- Подающий трубопровод Z=1,0 мм,
- Обратный трубопровод Z=1,0 мм.

Гидравлический расчет производится при следующих давлениях в трубопроводах сетевой воды на котельной «СМП»:

1. СМП - отопление

- Подающий трубопровод – 3,2 кгс/см$^2$, -

Обратный трубопровод – 3,0 кгс/см$^2$. 2. СМП - ГВС

- Подающий трубопровод – 3,2 кгс/см$^2$, -

Обратный трубопровод – 2,2 кгс/см$^2$.

Расчетная температура наружного воздуха -28$^0$С (СНиП 23.01.99 «Строительная климатология»); среднегодовая температура наружного воздуха -0,7$^0$С; расчетная температура холодной воды 5$^0$С.

Результаты гидравлического расчета системы теплоснабжения котельной «СМП» при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и расчетной температуре наружного воздуха представлены в Приложениях 1, 2, 3.

Пьезометрические графики по данным расчетов представлены в Приложении 4.

### 3.7. Система теплоснабжения от котельных «Ростелеком», «Медрезерв», «Собственная база», «Дом ребенка»

Система теплоснабжения котельных «Ростелеком», «Медрезерв», «Дом ребенка» осуществляет выработку и транспортировку теплоносителя в виде горячей воды потребителям близлежащих районов на нужды отопления и горячего водоснабжения. Котельная «Собственная база» обеспечивает теплом производственную площадку ООО «УКС».

Суммарная присоединенная тепловая нагрузка данных источников составляет всего 2% от общей присоединенной тепловой нагрузки всех котельных городского поселения.

Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельных «Ростелеком», «Медрезерв», «Собственная база», «Дом ребенка» представлена в таблице 3.16

***Таблица 3.16 - Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельных***

| Система теплоснабжения | Отопление, Гкал/ч | Вентиляция, Гкал/ч | Суточные максимумы ГВС, Гкал/ч | Итого, Гкал/ч |
|---|---|---|---|---|
| Котельная «Ростелеком» | 0,163 | 0 | 0,013 | 0,176 |
| Котельная «Медрезерв» | 0,259 | 0 | 0,09 | 0,349 |
| Котельная «Собственная база» | 0,205 | 0 | 0,0033 | 0,208 |
| Котельная «Дом ребенка» | 0,247 | 0 | 0 | 0,247 |

Утвержденные температурные графики – 75/60$^o$С систем теплоснабжения котельных «Ростелеком», «Медрезерв», «Собственная база», «Дом ребенка» представлен на рис.3.9.

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

В. Н. Сендзяк
«__» _____ 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»

А. А. Ильенко
«11» _____ 2021 г.

# ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
## отпуска сетевой воды из котельной «МЕДРЕЗЕРВ»
## на отопительный сезон 2021 – 2022 гг.

| Температура наружного воздуха **t н.в.** | Температура в подающей линии **t пр** | Температура в обратной линии **t обр** | Давление в подающей/обратной линии **Рпр/Робр** | Температура наружного воздуха **t н.в.** | Температура в подающей линии **t пр.** | Температура в обратной линии **t обр** | Давление в подающей/обратной линии **Рпр/Робр** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| +10 | 55 | 49 | 6,0/3,0 | -10 | 57 | 47 | 6,0/3,0 |
| +9 | 55 | 49 | 6,0/3,0 | -11 | 58 | 48 | 6,0/3,0 |
| +8 | 55 | 49 | 6,0/3,0 | -12 | 58 | 49 | 6,0/3,0 |
| +7 | 55 | 49 | 6,0/3,0 | -13 | 59 | 50 | 6,0/3,0 |
| +6 | 55 | 48 | 6,0/3,0 | -14 | 60 | 50 | 6,0/3,0 |
| +5 | 55 | 48 | 6,0/3,0 | -15 | 62 | 51 | 6,0/3,0 |
| +4 | 55 | 48 | 6,0/3,0 | -16 | 63 | 52 | 6,0/3,0 |
| +3 | 55 | 48 | 6,0/3,0 | -17 | 64 | 53 | 6,0/3,0 |
| +2 | 55 | 47 | 6,0/3,0 | -18 | 65 | 53 | 6,0/3,0 |
| +1 | 55 | 47 | 6,0/3,0 | -19 | 66 | 54 | 6,0/3,0 |
| 0 | 55 | 47 | 6,0/3,0 | -20 | 67 | 55 | 6,0/3,0 |
| -1 | 55 | 47 | 6,0/3,0 | -21 | 68 | 55 | 6,0/3,0 |
| -2 | 55 | 47 | 6,0/3,0 | -22 | 69 | 56 | 6,0/3,0 |
| -3 | 55 | 46 | 6,0/3,0 | -23 | 70 | 57 | 6,0/3,0 |
| -4 | 55 | 46 | 6,0/3,0 | -24 | 71 | 57 | 6,0/3,0 |
| -5 | 55 | 46 | 6,0/3,0 | -25 | 72 | 58 | 6,0/3,0 |
| -6 | 55 | 46 | 6,0/3,0 | -26 | 73 | 59 | 6,0/3,0 |
| -7 | 55 | 46 | 6,0/3,0 | -27 | 74 | 59 | 6,0/3,0 |
| -8 | 55 | 46 | 6,0/3,0 | -28 | 75 | 60 | 6,0/3,0 |
| -9 | 56 | 47 | 6,0/3,0 | ниже -28 | 75 | 60 | 6,0/3,0 |

Инженер-технолог С. А. Ступак

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

В. Н. Сендзяк
«___» _____ 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «РТК»

А. А. Ильенко
«10» сентября 2021 г.

# ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
## отпуска сетевой воды из котельной «РОСТЕЛЕКОМ» на отопительный сезон 2021-2022 гг.

| Температура наружн. воздуха **t н.в.** | Температура в подающей линии **t пр** | Температура в обратной линии **t обр** | Давление в подающей - обратной линии **Рпр** | Температура наружн. воздуха **t н.в.** | Температура в подающей линии **t пр.** | Температура в обратной линии **t обр** | Давление в подающей - обратной линии **Рпр.** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| +10 | 55 | 49 | 3,5 | -10 | 57 | 47 | 3,5 |
| +9 | 55 | 49 | 3,5 | -11 | 58 | 48 | 3,5 |
| +8 | 55 | 49 | 3,5 | -12 | 59 | 49 | 3,5 |
| +7 | 55 | 49 | 3,5 | -13 | 60 | 50 | 3,6 |
| +6 | 55 | 48 | 3,5 | -14 | 61 | 50 | 3,6 |
| +5 | 55 | 48 | 3,5 | -15 | 62 | 51 | 3,6 |
| +4 | 55 | 48 | 3,5 | -16 | 63 | 52 | 3,6 |
| +3 | 55 | 48 | 3,5 | -17 | 64 | 53 | 3,6 |
| +2 | 55 | 47 | 3,5 | -18 | 65 | 53 | 3,6 |
| +1 | 55 | 47 | 3,5 | -19 | 66 | 54 | 3,6 |
| 0 | 55 | 47 | 3,5 | -20 | 67 | 55 | 3,6 |
| -1 | 55 | 47 | 3,5 | -21 | 68 | 55 | 3,7 |
| -2 | 55 | 47 | 3,5 | -22 | 69 | 56 | 3,7 |
| -3 | 55 | 46 | 3,5 | -23 | 70 | 57 | 3,7 |
| -4 | 55 | 46 | 3,5 | -24 | 71 | 57 | 3,7 |
| -5 | 55 | 46 | 3,5 | -25 | 72 | 58 | 3,7 |
| -6 | 55 | 46 | 3,5 | -26 | 73 | 59 | 3,7 |
| -7 | 55 | 46 | 3,5 | -27 | 74 | 59 | 3,7 |
| -8 | 55 | 46 | 3,5 | -28 | 75 | 60 | 3,7 |
| -9 | 56 | 47 | 3,5 | ниже -28 | 75 | 60 | 3,7 |

Инженер-технолог С. А. Ступак

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

В. Н. Сендзяк
«__» сентября 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО "УКС"

А. А. Ильенко
«__» сентября 2021 г.

# ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
## отпуска сетевой воды из котельной «СОБСТВЕННАЯ БАЗА» на отопительный сезон 2021-2022 гг.

| Температура наружн. воздуха **t н.в.** | Температура в подающей линии **t пр** | Температура в обратной линии **t обр** | Давление в подающей линии **Рпр.** | Температура наружн. воздуха **t н.в.** | Температура в подающей линии **t пр.** | Температура в обратной линии **t обр** | Давление в подающей линии **Рпр.** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| +10 | 45 | 42 | 2,5 | -10 | 57 | 47 | 3,0 |
| +9 | 45 | 42 | 2,5 | -11 | 58 | 48 | 3,0 |
| +8 | 45 | 41 | 2,6 | -12 | 59 | 49 | 3,0 |
| +7 | 45 | 41 | 2,6 | -13 | 60 | 50 | 3,0 |
| +6 | 45 | 40 | 2,6 | -14 | 61 | 50 | 3,0 |
| +5 | 45 | 40 | 2,7 | -15 | 62 | 51 | 3,0 |
| +4 | 45 | 40 | 2,7 | -16 | 63 | 52 | 3,0 |
| +3 | 45 | 39 | 2,8 | -17 | 64 | 53 | 3,0 |
| +2 | 45 | 39 | 2,8 | -18 | 65 | 53 | 3,0 |
| +1 | 45 | 39 | 2,9 | -19 | 66 | 54 | 3,0 |
| 0 | 46 | 40 | 2,9 | -20 | 67 | 55 | 3,0 |
| -1 | 47 | 40 | 3,0 | -21 | 68 | 55 | 3,0 |
| -2 | 48 | 41 | 3,0 | -22 | 69 | 56 | 3,0 |
| -3 | 49 | 42 | 3,0 | -23 | 70 | 57 | 3,0 |
| -4 | 50 | 43 | 3,0 | -24 | 71 | 57 | 3,0 |
| -5 | 51 | 43 | 3,0 | -25 | 72 | 58 | 3,0 |
| -6 | 52 | 44 | 3,0 | -26 | 73 | 59 | 3,0 |
| -7 | 53 | 45 | 3,0 | -27 | 74 | 59 | 3,0 |
| -8 | 55 | 47 | 3,0 | -28 | 75 | 60 | 3,0 |
| -9 | 56 | 47 | 3,0 | Ниже -28 | 75 | 60 | 3,0 |

Инженер-технолог С. А. Ступак

**Расчет гидравлического режима работы системы теплоснабжения котельных «Ростелеком», «Медрезерв», «Собственная база», «Дом ребенка» по тепловым нагрузкам 2019 г. (при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах)**

ля расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения коэффициенты эквивалентной шероховатости трубопроводов сетевой воды в системах теплоснабжения от котельных «Ростелеком», «Медрезерв», «Собственная база», «Дом ребенка» приняты равными:

- Подающий трубопровод $К_Э$=1,0 мм,
- Обратный трубопровод $К_Э$=1,0 мм.

Суммы коэффициентов местных сопротивлений приняты:

- Подающий трубопровод Z=1,0 мм,
- Обратный трубопровод Z=1,0 мм.

Гидравлический расчет производится при следующих давлениях в трубопроводах сетевой воды:

Котельная «Ростелеком»

- Подающий трубопровод – 3,5 кгс/см$^2$,

Котельная «Медрезерв»

- Подающий трубопровод – 3,5 кгс/ см$^2$, - Обратный трубопровод – 3,0 кгс/ см$^2$;

Котельная «Собственная база»

- Подающий трубопровод – 2,4 кгс/ см$^2$,

Котельная «Дом ребенка»

- Подающий трубопровод – 4,5 кгс/ см$^2$,
- Обратный трубопровод – 4,0 кгс/ см$^2$.

Расчетная температура наружного воздуха -28$^0$С (СНиП 23.01.99 «Строительная климатология»); среднегодовая температура наружного воздуха -0,7$^0$С; расчетная температура холодной воды 5$^0$С.

Результаты гидравлического расчета систем теплоснабжения котельных при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и расчетной температуре наружного воздуха представлены в Приложениях 1, 2, 3.

Пьезометрические графики по данным расчетов представлены в Приложении 4.

## Глава 4 "Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей"

### 4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей и располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Баланс тепловой мощности источников тепловой энергии, обеспечивающих теплоснабжение объектов жилищного и общественного сектора, и тепловой нагрузки Слюдянского городского поселения в соответствии с данными представленными в таблице 6.2 части 6 главы 1 показал, что в целом по городскому поселению имеется резерв тепловой мощности источников тепловой энергии, который на протяжении всего периода действия схемы составляет 50%, при условии полного восстановления проектной мощности котельной «Перевал».

Перспективный баланс тепловой мощности на источниках тепловой энергии представлен в таблице 4.1.

***Таблица 4.1 – Перспективный баланс тепловой мощности на источниках тепловой энергии***

| Источник тепловой энергии | Тепловая мощность, Гкал/ч | | | |
|---|---|---|---|---|
| | «нетто» | подключенная | резерв | перспективная |
| Котельная "Перевал" | 11,19 | 11,267 | -0,7 | 0 |
| Котельная "Рудо" | 15,21 | 6,785 | 8,426 | 0 |
| Котельная "Центральная" | 43,05 | 29,601 | 13,449 | 0 |
| Котельная "Стройка" | 5,16 | 3,776 | 1,384 | 0 |
| Котельная "Дом ребенка" | 0,976 | 0,253 | 0,723 | 0 |
| Котельная "Собств. База" | 0,469 | 0,241 | 0,228 | 0 |
| Котельная "Ростелеком" | 0,518 | 0,173 | 0,345 | 0 |
| Котельная "СМП" | 3,5 | 2,004 | 1,496 | 0 |
| Котельная "Резерв" | 1,2 | 0,468 | 0,732 | 0 |
| Электрокотельная "Сухой ручей" | 0,051 | 0,118 | -0,067 | 0 |

По остальным источникам возможно только снижение подключенной тепловой нагрузки по мере отключения аварийного жилого фонда. Кроме того, возможно снижение установленной тепловой мощности котельных при их реконструкции.

### 4.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя от каждого магистрального вывода с целью определения возможности обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода

На основании информации о перспективных потребителях на территории Слюдянского городского поселения был произведен гидравлический

расчет существующей схемы теплоснабжения. По результатам поверочного расчета перспективной схемы теплоснабжения были построены пьезометрические графики для следующих характерных участков тепловой сети:

- котельная «Перевал» – потребитель на ул. Амбулаторная 26 (самый удаленный потребитель);
- котельная «Перевал» – тепловой ввод перспективного потребителя на ул. Некрасова – ул. Амбулаторная)

Трассировка перспективной тепломагистрали представлена в электронной модели схемы теплоснабжения.

Пьезометрические графики приведены в приложении 5.

### 4.3. Выводы о резервах существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Из анализа балансов располагаемой мощности «нетто» на источниках и подключенной нагрузки на 2018 г. следует вывод о достаточности резерва тепловой мощности на источниках теплоснабжения (при условии завершения выполнения капитального ремонта котельной «Перевал»). Суммарная перспективная подключенная нагрузка после строительства и введения в эксплуатацию новых потребителей будет изменена на незначительную величину – около1% для котельной «Центральная», 7-9% для котельной «Перевал» и около 4-5% для котельной «Рудо». Следовательно, подключение перспективных потребителей к системе теплоснабжения от котельной целесообразно с точки зрения резервов мощностей на источнике.

На основании пьезометрических графиков, представленных в приложении 5, следует вывод о возможности подключения перспективных потребителей к существующей системе теплоснабжения от котельных. При введении в эксплуатацию перспективных потребителей гидравлический режим отпуска тепловой энергии от источника изменится незначительно. Кроме того, существующие тепловые сети имеют значительный резерв пропускной способности, что позволяет подключать перспективных потребителей к существующей схеме теплоснабжения без проведения перекладок магистральных тепловых сетей с увеличением диаметра.

## Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

### 5.1 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)

Генеральным планом предлагается сохранение отопления многоквартирных жилых домов и объектов общественно-делового назначения г.п. Слюдянка от действующих котельных. Для индивидуальных жилых домов предусматривается автономное теплоснабжение. Для проектируемых тепловых сетей принята подземная прокладка в лотковых каналах с устройством камер для обслуживания арматуры.

Возможным сценарием развития теплоснабжения поселения является перевооружение существующих котельных и ремонт теплотрассы Центральной котельной. А также объединение котельных «Центральная» и «Рудо», и котельных «Стройка» и «Перевал».

Другие варианты перспективного развития систем теплоснабжения Программой комплексного развития коммунальной инфраструктуры не предусмотрены.

### 5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

Конкурентноспособным вариантам предъявляются следующие требования:

- все варианты, выбираемые для сравнения, должны отвечать обязательным требованиям и, кроме того, обеспечивать в установленные сроки строительство и сдачу объектов в эксплуатацию, соответствовать требованиям нормативных документов,
- для правильного выбора проектного решения необходимо обеспечить сопоставимость сравниваемых вариантов.

Первый вариант перспективного развития схемы теплоснабжения — это перевооружение существующих котельных, с установкой дополнительного оборудования для более надежной и бесперебойной системы теплоснабжения.

Второй вариант перспективного развития схемы теплоснабжения –это объединение котельных для централизации районов и переключение потребителей.

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

В рассмотренных вариантах развития системы теплоснабжения (п.5.2) потребность произведенной тепловой энергии останется без существенных изменений, а капитальные вложения первого варианта существенно ниже, чем во втором варианте, хотя эксплуатационные расходы второго варианта меньше. Второй

вариант соответствует нормам пожарной безопасности, но экономически не выгодный.

Из двух вариантов наибольшее количество произведенной тепловой энергии во втором варианте в связи с появлением потерь тепла в трубопроводе.

Приоритетным будет первый вариант перспективного развития систем теплоснабжения.

## Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

Как отмечалось выше, планируемые к строительству потребители до 2028 г. находятся в зоне действия котельных «Перевал» и «Рудо», следовательно, баланс системы водоподготовки остальных котельных не претерпит серьезных изменений и будет близок существующему балансу.

В виду отсутствия ВПУ на водогрейных котельных, необходима проработка вопроса их внедрения, это позволит продлить срок службы оборудования и повысить надежность систем теплоснабжения.

Существующий баланс ВПУ паровых котельных представлен в таблице 1.43 части 7 главы 1.

Основной нагрузкой ВПУ по существующему состоянию является необходимость восполнения теплоносителя расходуемого открытой системой горячего водоснабжения. Максимальный расход горячей воды в системе централизованного теплоснабжения составляет 33,353 т/ч (или 11% от производительности ВПУ) Рассчитанные в ПРК Zulu 10.0, расходы сетевой воды с утечками из тепловых сетей и расход утечек у потребителей в сумме составляют 3,411 т/ч.

Имеющийся резерв на ВПУ от установленной производительности, является достаточным условием для безаварийной и надежной работы системы теплоснабжения от котельных, при условии выполнения правил эксплуатации.

В соответствии с п. 10. ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "О водоснабжении и водоотведении»:

- с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;
- с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

***Таблица 5.1 – Существующий и перспективный балансы водоподготовительных установок (теплоноситель – горячая вода)***

| Наименование | Существующее потребление, т/ч | Перспективное потребление, т/ч | Перспективное потребление (с учетом организации закрытой схемы ГВС), т/ч |
|---|---|---|---|
| ГВС потребителей | 58,068 | 60,1 | 0 |
| Подпитка тепловых сетей | 5,83 | 5,9 | 7,741 |
| Резерв ВПУ | 236,102 | 234 | 27,259 |
| **Всего производительность ВПУ** | 63,898 | 66 | 7,741 |

Увеличение расхода воды на подпитку тепловых сетей (по сравнению с существующим состоянием) связано с подключением дополнительных потребителей тепловой энергии в виде горячей воды. Таким образом, увеличится объем тепловых сетей (и, следовательно, количество воды, теряемой с утечками теплоносителя) и количество воды, поступающее на нужды ГВС потребителей.

При условии полной модернизации систем ГВС на подпитку тепловых сетей потребуется около 7,741 т/ч воды. В связи с высоким сроком эксплуатации и существующих систем ВПУ и их высокой энергоемкости необходимо будет внедрять современные эффективные ВПУ. Внедряя ВПУ на все котельные, общая производительность ВПУ составит не более 35 т/ч, что будет вполне достаточно для системы теплоснабжения и составит около 71% резерва.

При этом организация закрытой схемы ГВС в перспективе может значительно улучшить качество теплофикационной воды, циркулирующей в тепловой сети.

## 6.1 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии

Расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают расчетные технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с нормативной утечкой из тепловой сети и систем теплопотребления.

Среднегодовая утечка теплоносителя (м3/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Централизованная система теплоснабжения в городском поселении – закрытого типа. Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (п.6.16) расчетный расход среднегодовой утечки воды, м3/ч для подпитки тепловых сетей следует принимать

0,25 % фактического объема

воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий.

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия муниципальных источников тепловой энергии городского поселения Слюдянка приведена в таблице 2.47.

Таблица 2.47 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях

| № пп | Наименование котельной | потери тепла нормативные, Гкал | нормативный расход топлива, т.н.т/Гкал | годовой расход топлива по норме, тнт |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Центральная | 15036,738 | 0,3401 | 35246,27 |
| 2 | Перевал | 7612,908 | 0,3457 | 9385,37 |
| 3 | Рудо | 5937,06 | 0,354 | 6506,59 |
| 4 | Стройка | 2256,147 | 0,4221 | 5238,44 |
| 5 | Дом ребенка | 34,888 | 0,3331 | 462,22 |
| 6 | Собственная База | 171,85 | 0,3858 | 274,34 |
| 7 | Резерв | 291,459 | 0,4056 | 880,58 |
| 8 | Ростелеком | 54,927 | 0,3694 | 133,63 |
| 9 | СМП | 1708,952 | 0,413 | 2372,80 |
| | **ИТОГО** | **33104,929** | | **60500,24** |

## Глава 7 "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии"

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

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей к потребителям 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 к системе теплоснабжения осуществляется на основании договора, 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 заключении 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 заключении 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 недискриминационного 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.

## 7.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Решения об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей на территории городского поселения Слюдянка, отсутствуют.

## 7.3. 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**

До конца расчетного периода в городском поселении Слюдянка случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, не ожидается.

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

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок на расчетный период не планируется.

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

Реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок на расчетный период не планируется.

## 7.6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Реконструкция котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных нагрузок на расчетный период не планируется.

## 7.7. Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

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 на Га);
- 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.

В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ №190 «О теплоснабжении» «Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии при наличии осуществлённого в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов». Следовательно, использование индивидуальных поквартирных источников тепловой энергии не ожидается в ближайшей перспективе.

Планируемые к строительству жилые дома могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления при условии получения технических условий от газоснабжающей организации.

### 7.8. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории Слюдянского городского поселения отсутствуют. При имеющемся резерве тепловой мощности «Центральной» котельной, котельной «Рудо» и восстановления котлов котельной «Перевал» целесообразно внедрение противодавленческих турбин. Они устанавливаются в котельных с котлами ДКВр и ДЕ или другими, работают в схеме котельной вместо РУ (редукционного устройства) или параллельно с ним, на перепаде давлений насыщенного пара, идущего от котла на технологию и на отопление и горячее водоснабжение.

Применение противодавленческих паровых турбин в котельных с паровыми котлами – наиболее простой способ утилизации энергии парового потока для выработки электроэнергии или использования в качестве привода мощных сетевых насосов.

Применение противодавленческих паровых турбин в котельных с паровыми котлами – наиболее простой способ утилизации энергии парового потока для выработки электроэнергии. Это связано с тем, что насыщенный пар, вырабатываемый в котлах при давлении 0,6–1,4 МПа, бесполезно дросселируется до 0,12–0,5 МПа в редукционных устройствах.

Редуцирование пара через РУ – это прямые технологические потери (“–” на рис. 1). Если пропустить пар через турбину, то в технологическом процессе получим “+” (рис. 2).

Рис.1. Существующая схема паропровода

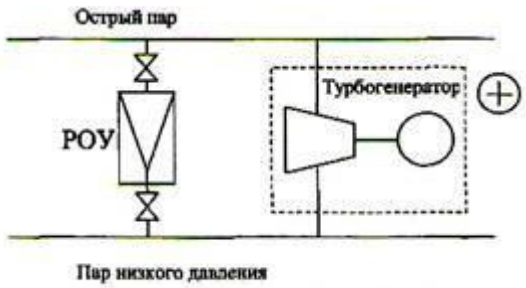


Рис.2. Предлагаемая схема паропровода

Перевод существующих промышленно-отопительных котельных в мини-ТЭЦ позволяет повысить рентабельность предприятий.

Для реализации цели предлагается внедрение современного парового привода мощностью от 20 – 700 кВт. Основные характеристики турбопривода:

1. Давление пара на входе в турбину – 5-60 кг/см$^2$;
2. Давление пара на выходе в турбину – 0,5-19 кг/см$^2$;
3. Температура пара на входе турбины – не более 250□С; 4. Номинальная частота вращения вала – 1500/3000 мин$^{-1}$.

Паровой привод устанавливается на существующий фундамент вместо электродвигателя. Паровой привод заказывается и проектируется на частоту вращения электропривода. Ориентировочный срок внедрения после подписания контракта от 6 до 10 месяцев.

### 7.9. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

Согласно Генеральному плану Слюдянского городского поселения, территория строительства малоэтажных и индивидуальных жилых домов не входит в границы радиуса эффективного теплоснабжения.

Индивидуальное теплоснабжение малоэтажных и индивидуальных жилых домов может быть организовано в зонах с тепловой нагрузкой менее 0,01 Гкал/ч на гектар.

Подключение таких потребителей к централизованному теплоснабжению неоправданно в виду значительных капитальных затрат на строительство тепловых сетей.

Плотность индивидуальной и малоэтажной застройки мала, что приводит к необходимости строительства тепловых сетей малых диаметров, но большой протяженности.

В настоящее время на рынке представлено значительное количество источников индивидуального теплоснабжения, работающих на различных видах топлива.

Настоящим проектом перевод существующих или оснащение перспективных потребителей индивидуальными источниками тепловой энергии не предусматриваются.

### 7.10. Предложения по строительству и реконструкции источников

Подходы к разработке стратегии количественного развития генерирующих мощностей изначально сформированы, исходя из данных проекта Генерального плана Слюдянского городского поселения, с учетом интенсивности строительства нового жилищного фонда, развития социальной инфраструктуры, конкретной ситуации, сложившейся в городском поселении с источниками теплоснабжения. При этом учитывались выявленные дефициты тепловой мощности.

С целью увеличения эффективности работы котельной «Стройка» и улучшения условий труда персонала предлагается выполнить реконструкцию котельной и предусмотреть следующие изменения в технологической цепочке (см.рис1):

замена трёх водогрейных КВм-1,16 с топками ТШПМ-1,45 на два котла КВм-2,5 с топками ТШПМ-2,5 на существующих площадях. Эта замена водогрейных котлов позволит:

увеличить мощность котельной;

обеспечить рабочее пространство для обслуживания котлов;

сохранить имеющейся линии шлакоудаления и газоходов;

устройство заглублённого приёмного бункера вместимостью 17 м3 совместно с дробилкой по измельчению угля. Это мероприятие позволит подавать в котлы уголь требуемой фракции 0-50 мм. В настоящее время фракция угля 0-300 мм и вся сортировка осуществляется вручную;

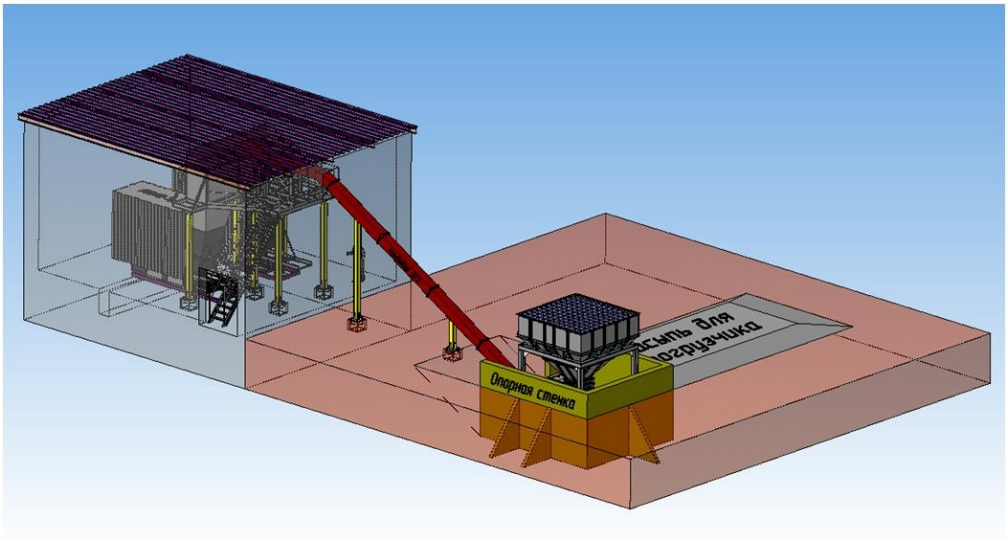
установка наклонного транспортировочного конвейера для подачи угля в бункера котлов. Механизированная доставка топлива в бункера котлов позволит уйти от большого объема ручного труда;

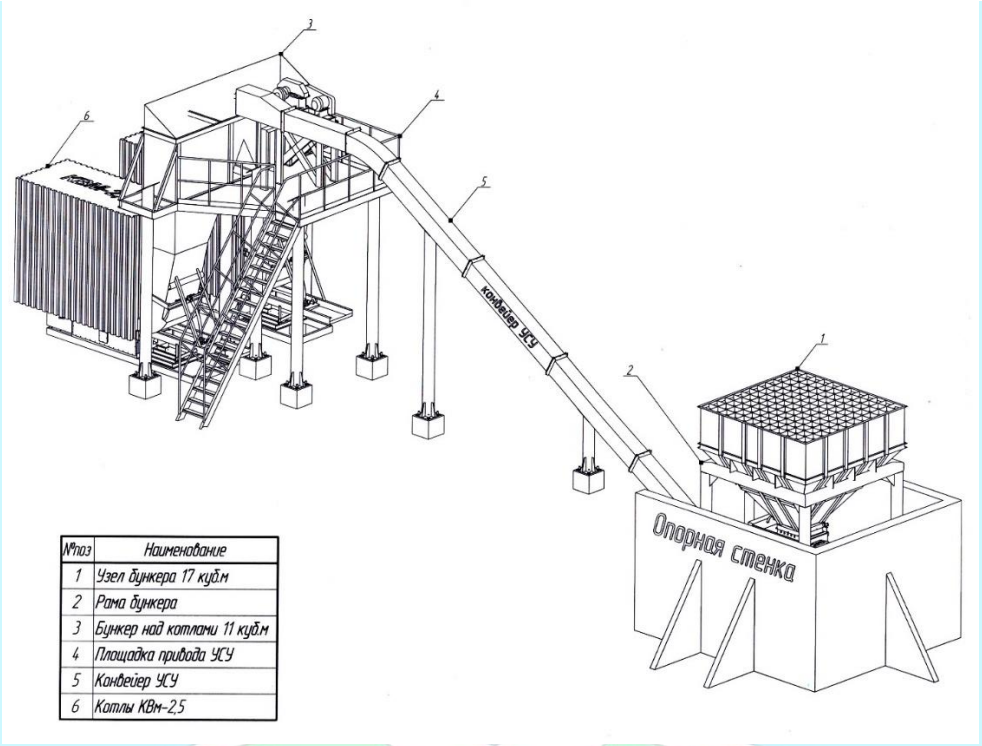
увеличение бункеров водогрейных котлов до общей вместимости 11 м$^3$, что позволит производить закачку угля в котлы 2-а раза в сутки.

устройство эстакады в котельной, для обслуживания транспортёра и эстакады;

перенос подающего и обратного трубопроводов, с увеличением диаметра к котловым ячейкам.

Выполнение этих работ позволит значительно улучшить качество теплоснабжения микрорайона «Стройка».




| №поз | Наименование |
|---|---|
| 1 | Узел бункера 17 куб.м |
| 2 | Рама бункера |
| 3 | Бункер над котлами 11 куб.м |
| 4 | Площадка привода УСУ |
| 5 | Конвейер УСУ |
| 6 | Котлы КВм-2,5 |

Рисунок 1

***Спецификация на покупное оборудование***

| | | | |
|---|---|---|---|
| *Котёл водогрейный КВм-2,5 (ЗИП, доставка)* | *2* | *2 137 500* | *4 275 000* |
| *Топка ТШПМ-2,5, (ЗИП, вентилятор)* | *2* | *1 134 000* | *2 268 000* |
| *Дробилка ВДП-15* | *1* | *565 000* | *565 000* |
| *Установка скребковая углеподачи УСУ (L-31,5)* | *1* | *2 542 000* | *2 542 000* |
| | | ***ИТОГО*** | ***9 650 000*** |

***Общий свод***

| | |
|---|---|
| ***Металлоизделия*** | ***1 733 680*** |
| ***Бетон*** | ***200 000*** |
| ***Оборудование*** | ***9 650 000*** |
| ***ИТОГО в рублях*** | ***11 583 680*** |

### 7.10.1. Предложения по строительству новых источников тепловой энергии

Производственная мощность котлов котельных обеспечивает расчетное потребление тепловой энергии на отопление и ГВС потребителей городского поселения с открытой системой теплоснабжения.

Предлагается объединить теплоснабжение микрорайонов «Перевал» и «Стройка» за счет строительства новой Блок-модульной котельной на базе котельной «Стройка» мощностью 15 МВт.

На котельной «Рудо» все котлы со сверхнормативным сроком эксплуатации. В «Центральной» котельной 2 котла заменены и 2 котла со сверхнормативным сроком эксплуатации.

Необходимо провести модернизацию всех котельных с установкой современного энергоэффективного теплосилового оборудования с заменой котлов.

Для «Центральной» котельной достаточно замены одного котла, т.к. он обеспечит 50 % резерв от подключенной тепловой нагрузки в пиковые морозы.

В котельной «Сухой ручей» имеется незначительная нехватка тепловой мощности, которую компенсируют в пиковые морозы в жилом доме за счет бытовых обогревателей.

Распределение резерва тепловой мощности котельными приведено в таблице 7.1.

***Таблица 7.1 - Резерв мощности котельных***

| № пп | Котельная | Кол-во котлов | Вид установленных котлов | Установленная мощность Гкал/час | Присоединенная нагрузка, Гкал/час | | | Резерв мощности |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | потребителей | Потери в сетях | Всего | |
| 1. | Центральная | 3 | паровые | 43,05 | 27,1345 | 2,46666 | 29,601 | 13,449 |
| 2. | Перевал | 3 | паровые | 11,193 | 9,1803 | 2,08639 | 11,267 | -0,074 |
| 3. | Рудо | 3 | паровые | 15,211 | 5,7776 | 1,00734 | 6,785 | 8,426 |
| 4. | Стройка | 4 | водогрейные | 5,372 | 3,4059 | 0,3701 | 3,776 | 1,384 |
| 6. | Дом ребенка | 2 | водогрейные | 0,976 | 0,24733 | 0,00572 | 0,253 | 0,723 |
| 7. | Собств. База | 2 | водогрейные | 0,469 | 0,2131 | 0,02819 | 0,241 | 0,228 |
| 8 | Ростелеком | 2 | водогрейные | 0,518 | 0,1636 | 0,00901 | 0,173 | 0,345 |
| 9 | СМП | 4 | водогрейные | 3,5 | 1,7233 | 0,28034 | 2,004 | 1,496 |
| 10 | Медсклады | 2 | водогрейные | 1,2 | 0,4199 | 0,04781 | 0,468 | 0,732 |
| 11 | эл. Котельная Сухой ручей | 1 | эл.котел | 0,051 | 0,1182 | 0 | 0,118 | -0,067 |
| | ИТОГО | 27 | | 81,328 | 48,3837 | 6,3016 | 54,685 | 26,643 |

Резерв тепловой мощности на Центральной котельной составляет 52,3 %, что позволяет использовать её как единый источник для Центрального микрорайона, микрорайона Рудо и Детского тубдиспансера. Котельную «Рудо» необходимо перевести в резерв на случай аварийных ситуаций на тепловой сети и Центральной котельной.

Суммарный резерв тепловой мощности по существующим теплоисточникам – 26,643 Гкал/ч или 32,75 %.

Прогнозируемый прирост тепловой мощности до 2028 года по г. Слюдянка составляет 1,3 Гкал/ч для котельной «Перевал», 0,6 для Гкал/ч – для котельной «Рудо» и 0,15 Гкал/час для «Центральной» котельной, для остальных котельных прирост не ожидается, возможно только перераспределение тепловых потоков в связи со сносом аварийного жилья и строительством нового.

Таким образом, принимая во внимание вышеизложенную информацию, можно сделать заключение, что строительство новых источников теплоснабжения в г. Слюдянка не требуется.

### 7.10.2. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

При разработке Схемы был проведен анализ на эффективность источников теплоснабжения. Ниже представлены основные требования Федеральных законов, Постановлений Правительства и иных нормативных правовых актов по модернизации котельных:

- Определение радиуса эффективного теплоснабжения источника тепловой энергии.
- Закрытие неэффективных котельных с передачей тепловой нагрузки на современные модульные котельные или подсоединение к централизованному теплоснабжению от ТЭЦ.
- Обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения. Для чего:

  А) Для отдельно стоящих котельных тепловой мощностью 3 МВт и выше при соответствующем технико-экономическом обосновании применять газопоршневые когенерационные установки для одновременной выработки тепловой (в объеме полного покрытия нагрузки ГВС) и электрической энергии. Остальная тепловая нагрузка покрывается дополнительными котлами.

  Б) При модернизации котельных свыше 10 МВт рассматривать целесообразность

  надстройки котельных с превращением их в мини-ТЭЦ для покрытия собственных нужд и возможностью параллельной работы с сетью.

  В существующих котельных целесообразно проработать вопрос внедрения паротурбинных приводов для насосного оборудования.
- При значениях теплоплотности 0,13 МВт/га и выше (этажности 3 и выше) применять реконструированные системы централизованного теплоснабжения, которые по экономическим характеристикам выигрывают у систем индивидуального теплоснабжения при любых ценах на природный газ (при увеличении цены на газ эффективность СЦТ растет).
- При вводе в эксплуатацию вновь построенной модульной котельной, взамен существующей на «старые» тепловые сети и внутридомовые системы – применять преимущественно двухконтурную схему отопления и ГВС. В

качестве теплообменного оборудования в автономных котельных применять пластинчатые теплообменники. В автономных котельных должны применяться автоматизированные блочные станции водоподготовки.

Согласно имеющейся информации, часть котлов, установленных на котельных, имеют предельный возраст эксплуатации 20-40 лет. КПД котлов в соответствии с утвержденными нормативами колеблются от 60 до 70%, однако КПД некоторых котельных ниже 50%. У современных угольных котельных КПД достигает 84%. Таким образом, на ряде котельных существует необходимости в замене или капитальном ремонте котлов и доведения среднего КПД котельных до 80%.

Количество котлов, устанавливаемых в котельных, и их производительность определяются на основании технико-экономических расчетов. В котельных должна предусматриваться установка, состоящая из двух и более котлов, за исключением производственных котельных второй категории, в которых допускается установка одного котла.

В связи с высоким сроком эксплуатации котлов в котельных Ростелеком, Медрезерв и Собственная база необходима замена котлов. Но в связи с ограниченным финансированием предлагается на первом этапе при реконструкции котельных произвести замену одного из котлов с переводом старого котла в резерв. Для снижения эксплуатационных затрат необходимо внедрять котлы с автоматическим забросом угля без постоянного присутствия персонала на котельной. Кроме того, котлы с автоматическим забросом угля имеют высокую экологичность, которая обеспечивается максимально полным сжиганием угля за счет рациональной подачи воздуха, а также за счет дожигателя пыли и газов.

Котельную «Дом ребенка» перевести в резерв и эксплуатировать только в летний период. Для снижения эксплуатационных затрат в летний период предлагается установка электрокотла (бойлера).

На котельной «Рудо» все котлы со сверхнормативным сроком эксплуатации. В «Центральной» котельной 3 котла заменены и 1 котел – со сверхнормативным сроком эксплуатации.

Необходимо провести модернизацию котельных с установкой современного энергоэффективного теплосилового оборудования и заменой котлов.

Для «Центральной» котельной достаточно замены одного котла, т.к. он обеспечит 50 % резерв от подключенной тепловой нагрузки в пиковые морозы.

Как альтернативный вариант, котлы в Центральной котельной с высоким сроком эксплуатации перевести в водогрейный режим и эксплуатировать в пиковых режимах, это позволит продлить срок эксплуатации и снизить затраты на собственные нужды котельной.

Выполнить модернизацию котельной «Стройка» с установкой двух котловых ячеек КВм-2,5-95ШП мощностью 2,15 Гкал/час каждый с переоборудованием

системы топливоподачи, автоматики, шлакозолоудаления, взамен установленных водогрейных котлов стац.№1 КВм -1,25, стац.№2 КВм-1,16, стац.№3 КВм-1,16.

Котельную «Рудо» целесообразно перевести в водогрейный режим, а в случае строительства теплотрассы от «Центральной» котельной перевести ее в резерв на случай аварийных ситуаций. Так же котельная «Рудо», переведенная в водогрейный режим, в случае аварии на «Центральной» котельной сможет обеспечить теплом центральную часть города, за исключением микрорайона «Прибрежный». Также в котельной «Рудо» необходимо произвести замену теплообменного оборудования и обеспечение резервирования его работы с учетом запуска в 2022 году новой школы №1 в микрорайоне «Рудо» и увеличения нагрузки около 2 Гкал/час.

На котельной «Перевал» необходимо заменить пароводяные теплообменные аппараты 4-ВП-2-200-0,6/1,4, на современные аналоги в связи с большим износом, заглушенностью более 50% трубных частей, повреждениями корпуса.

Комплектация предлагаемых котельных должна включать в себя:

- не менее двух котлов равной мощности, для обеспечения технического резерва. При установке более двух котлов рекомендуется установка одного котла, у которого загрузка при минимальных режимах работы котельной будет не менее 60%;
- насосное оборудование, так же с обеспечением технического резерва; - водоподготовительную установку;
- современную систему очистки дымовых газов;
- узлы учета потребляемого топлива, холодной воды, отпущенной тепловой энергии.

### 7.11. Радиус эффективного теплоснабжения

Радиус эффективного теплоснабжения – это 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.

Радиус эффективного теплоснабжения позволяет определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемой для зоны действия каждого источника тепловой энергии.

В соответствии с Генеральным планом Слюдянского городского поселения предусмотрено увеличение радиусов действия существующих источников теплоснабжения, предполагается присоединение котельных «Стройка» и «СМП» к котельной «Перевал». Однако если котельную «Стройка» возможно

присоединить к мощностям котельной «Перевал» из-за небольшой удаленности отапливаемого микрорайона, то присоединение котельной «СМП» нецелесообразно из-за высоких тепловых потерь. Кроме того, для обеспечения отапливаемых зданий необходимым теплом потребуется увеличение магистрального трубопровода или повышение параметров теплоносителя в сети до 125°С. Кроме того, стоимость перекладки магистрального трубопровода от Котельной «Перевал» до «Нижнего» ЦТП в настоящее время составляет около 55-70 млн.рублей, что сопоставимо со строительством двух абсолютно новых энергоэффективных котельных – для района «СМП» и «Стройка»

В настоящее время Федеральный закон № 190 «О теплоснабжении» ввёл понятие «радиус эффективного теплоснабжения» без конкретной методики его расчёта.

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.

По изложенной в статье методике для определения максимального радиуса подключения новых потребителей к существующей тепловой сети вначале для подключаемой нагрузки кгс/(м2*м) определяется при задаваемой величине удельного падения необходимый диаметр трубопровода. Далее давления 5 для этоготрубопровода определяются годовые тепловые потери. Принимается, что эффективность теплопровода с точки зрения тепловых потерь, равна величине 5% от годового отпуска тепла к подключаемому потребителю. Выполняется расчёт нормативных тепловых потерь трубопровода длиной 100м. По формуле (1) определяется радиус теплоснабжения.

$$L = 100 \times Q_{nom} / Q_{100}$$

где: $Q_{nom}$ - тепловые потери подключаемого трубопровода (5% от годового отпуска тепла), Гкал/год;

$Q_{100}$ - нормативные тепловые потери трубопровода, длиной 100 м.

В таблице 7.11 приведены расчеты по определению эффективного радиуса теплоснабжения для вновь присоединяемых потребителей.

***Таблица 7.11 - Определение эффективного радиуса теплоснабжения***

| D, мм | G, т/ч | $Q^{Dl}$, Гкал/час | $Q^{Di}$ V год; Гкал/год | $Q^{Di}$ пот Гкал/год | Допустимая длина | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Канальная прокладка | Бесканальная прокладка | Надземная прокладка |
| 57х3,0 | 2,642 | 0,066 | 196,83 | 9,841 | 33,86 | 26,17 | 21,57 |
| 76х3,0 | 6,142 | 0,154 | 457,58 | 22,879 | 66,47 | 49,55 | 42,10 |
| 89х4,0 | 9,052 | 0,226 | 674,46 | 33,723 | 92,77 | 68,46 | 58,90 |
| 108х4,0 | 15,835 | 0,396 | 1179,81 | 58,990 | 149,61 | 108,56 | 95,45 |
| 133х4,0 | 28,596 | 0,715 | 2130,61 | 106,53 | 226,47 | 169,53 | 150,74 |
| 159х4,5 | 46,312 | 1,158 | 3450,58 | 172,53 | 349,89 | 242,66 | 227,46 |
| 219х6,0 | 108,36 | 2,709 | 8073,87 | 403,69 | 634,54 | 442,36 | 429,92 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 273x7,0 | 195,56 | 4,889 | 14570,36 | 728,52 | 942,33 | 662,29 | 651,04 |
| 325x8,0 | 311,13 | 7,778 | 23181,27 | 1159,06 | 1285,56 | 897,66 | 843,69 |
| 377x9,0 | 461,44 | 11,536 | 34380,59 | 1719,03 | 1635,15 | 1155,96 | 1068,58 |
| 426x9,0 | 645,69 | 16,142 | 48107,69 | 2405,38 | 2020,48 | 1426,34 | 1341,84 |

По данным таблицы 6.2 построены графики радиуса теплоснабжения для канальной, бесканальной и надземной прокладок на температурный график 95/70°С, позволяющие определить максимальное расстояние до вновь подключаемого абонента.

Результаты расчетов радиусов эффективного теплоснабжения основных теплогенерирующих источников Слюдянского городского поселения представлены в рисунках 6.1-6.4 и таблице 6.3.

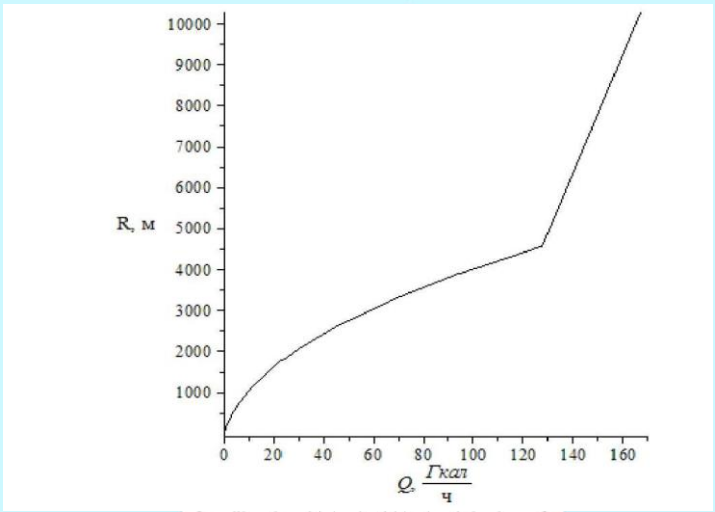



*Рисунок 6.1 - График радиуса теплоснабжения для канальной прокладки*

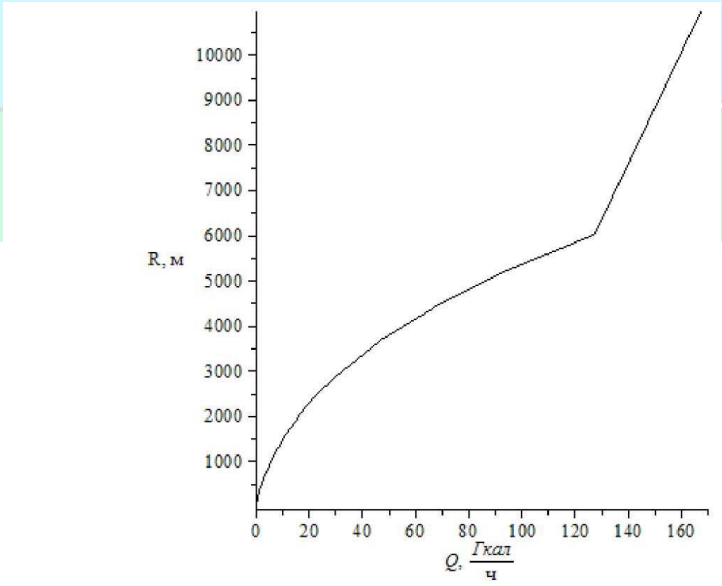



*Рисунок 6.2 - График радиуса теплоснабжения для бесканальной прокладки*

*Рисунок 6.3 График радиуса теплоснабжения для надземной прокладки*

***Таблица 7.11 - Радиус эффективного теплоснабжения***

| Источник тепловой энергии | Расстояние от источника до наиболее отдаленного потребителя, км | Эффективный радиус теплоснабжения, км |
|---|---|---|
| Котельная «Центральная»<br>Восточный луч<br>Западный луч | 2,2 2,0 | **0,8** 2,1 |
| Котельная «Рудо» | 1,0 | 1,2 |
| Котельная "Перевал" | 4,0 | **1,2** |
| Котельная «Стройка» | 0,6 | 0,9 |
| Котельная «Дом Ребенка» | 0,06 | 0,15 |
| Котельная "СМП" | 0,6 | 0,6 |
| Котельная «Ростелеком» | 0,07 | 0,09 |
| Котельная «Медрезерв» | 0,4 | **0,14** |
| Котельная «Сухой ручей» | 0,06 | 0,06 |
| Котельная «Собственная база» | 0,1 | 0,14 |

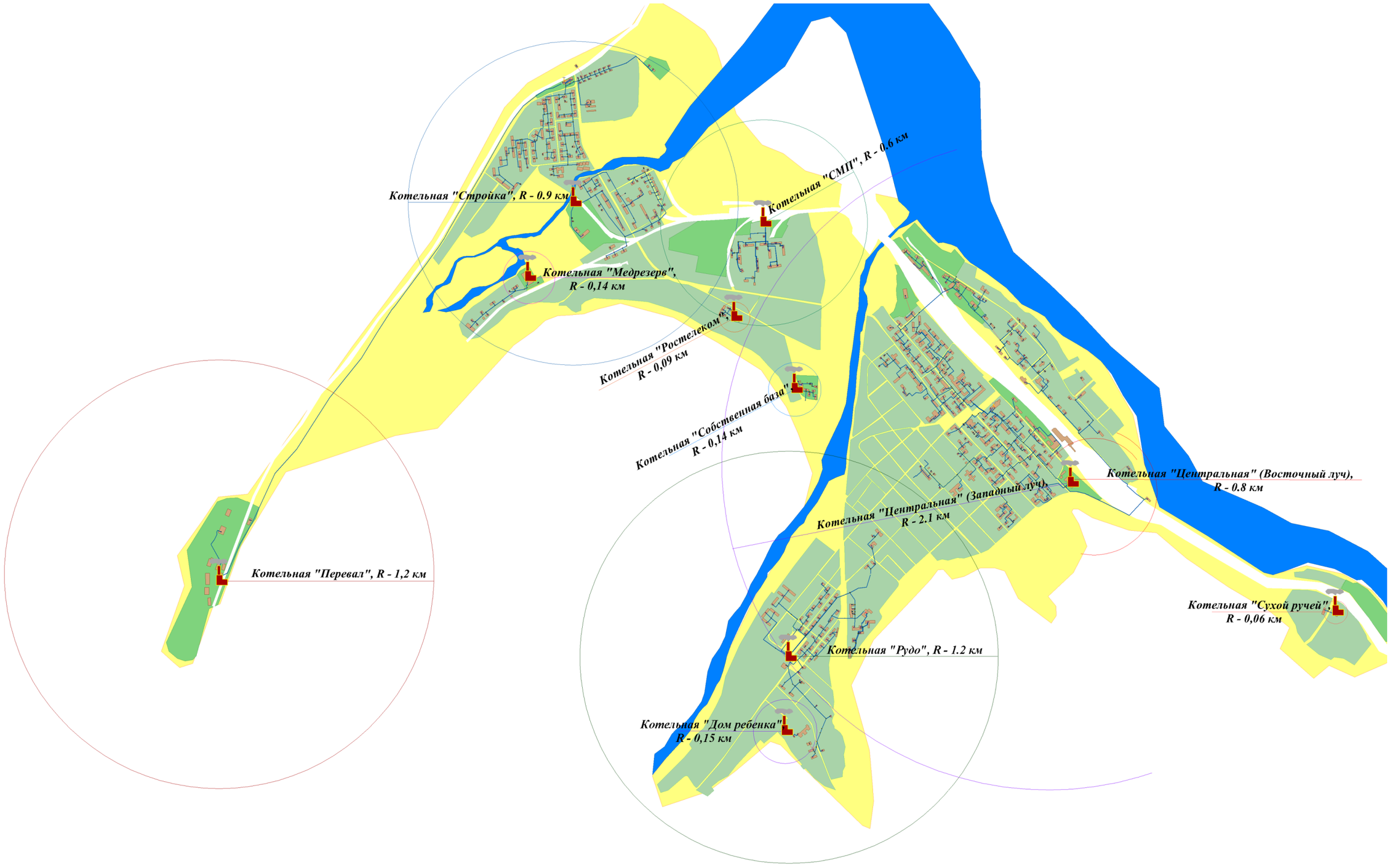
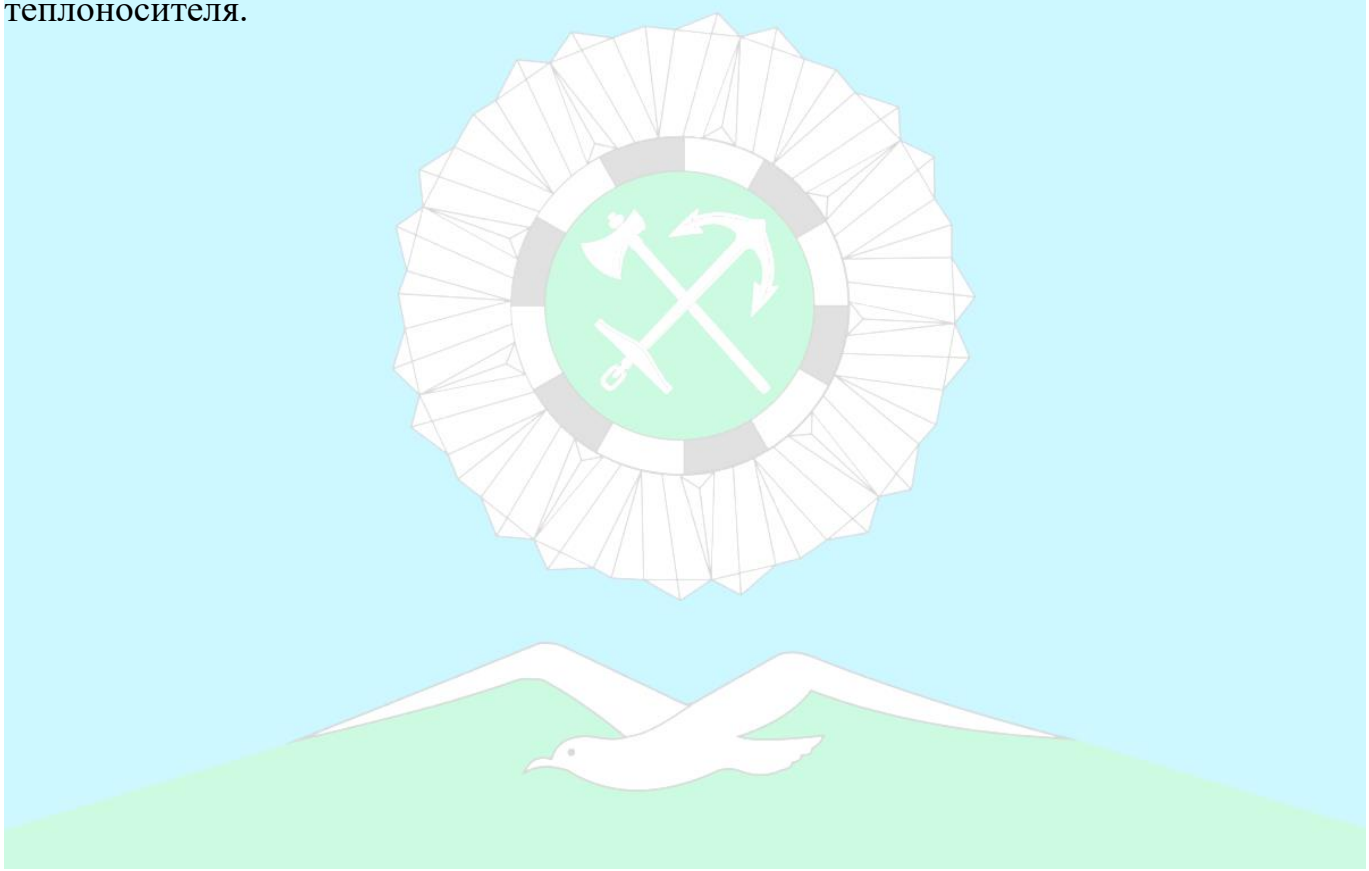



*Рисунок 7.11 Радиус эффективного теплоснабжения котельных в г. Слюдянка*

Существующая жилая и социально-административная застройка, подключенная к котельным, находится в пределах радиуса эффективного теплоснабжения, за исключением котельной «Перевал», «Медрезерв» и Восточный луч «Центральной» котельной.

Подключение новых потребителей проектируемого жилого квартала в микрорайоне «Рудоуправления» оправдано как с технической, так и с экономической точки зрения. В границах кварталов выявлены резервы тепловой мощности.

Подключение новых потребителей проектируемого жилого квартала в микрорайоне «Квартал» потребует восстановления проектной мощности котельной, изменения параметров тепловой сети в сторону повышения температуры теплоносителя.



## Глава 8 "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей"

### 8.1. Общие положения

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них разрабатываются в соответствии с пунктом 4, 11 и 43 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 10 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

– обоснование предложений по новому строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки во вновь осваиваемых районах поселения под жилищную, комплексную или производственную застройку;

– обоснование предложений по новому строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения,

– в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим или ликвидации котельных;

– обоснование предложений по новому строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;

– обоснование предложений по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

– обоснование предложений по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

– обоснование предложений по новому строительству и реконструкции насосных станций.

Варианты развития системы теплоснабжения городского поселения подразумевают под собой следующие направления:

– проведение режимно-наладочных работ на тепловых сетях всех источников тепловой энергии с целью оптимизации гидравлического режима работы тепловых сетей;

– строительство и реконструкция тепловых сетей и сооружений на них в соответствии с вариантами, рассмотренными в пункте 7.5 главы 7 обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения;

– частичная перекладка трубопроводов тепловых сетей;

– реконструкция существующих тепловых пунктов с заменой кожухотрубных теплообменных аппаратов на разборные пластинчатые и установкой частотного регулирования на сетевые насосы открытых систем теплоснабжения.

## 8.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)

В настоящее время зоны с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии отсутствуют при условии восстановления работоспособности котельной «Перевал».

В настоящее время активно прорабатывается вопрос централизации теплоснабжения от имеющей значительный резерв мощности «Центральной» котельной с закрытием котельной «Рудо», но из-за удаленного нахождения потребителей перераспределение этого резерва не эффективно.

## 8.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку

Для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки Слюдянского городского поселения рекомендуется выполнить прокладку новых тепловых сетей от существующих магистральных трубопроводов.

При новом строительстве теплопроводов рекомендуется применять предизолированные трубопроводы в пенополиуретановой (ППУ) изоляции.

Величину диаметра трубопровода, точку подключения строящихся объектов необходимо определить в ходе наладочного гидравлического расчета по каждому случаю предполагаемого подключения исходя из информации о подключаемой нагрузке и месте расположения объектов строительства.

В п.2.2 главы 2 указаны объекты, строительство и подключение к тепловым сетям которых планируется в ближайшей перспективе.

Также планируется возобновление строительства детской школы искусств (2819 м$^2$) по ул. Парижской Коммуны между улицами Капотина и Васильева. Оптимальная точка подключения – существующая тепловая камера у дома № 40 по ул.Комсомольской. Диаметр тепловой сети перспективного участка – Ду 50 мм при тепловой нагрузке объекта 0,2 Гкал/час.

## 8.4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

На территории Слюдянского городского поселения существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой

энергии в целях повышения надежности теплоснабжения потребителей. Так, возможно объединение котельных «Центральная» и «Рудо» в одну систему за счет строительства участка тепловой сети, соединяющего эти источники (рис. 7.1). При этом, котельная «Рудо», как резервный источник теплоснабжения, сможет покрывать только треть подключенной нагрузки котельной «Центральная».

Целесообразно выполнить подключение потребителей котельной «Дом ребенка» от котельной «Рудо». Котельную «Дом ребенка» законсервировать и использовать в начале-конце отопительного сезона для периодического протапливания и на случай аварийных ситуаций.

Также возможно подключение микрорайона «Стройка» от котельной «Перевал» при условии восстановления всех имеющихся котлов, т.е. увеличения мощности котельной до 13,5 Гкал/ч и перекладке тепловой сети от верхнего теплового пункта котельной «Перевал» до нижнего теплового пункта с увеличением диаметра трубопровода с Ду219 до Ду 350 мм. Котельная «Стройка» сможет обеспечить микрорайон «Квартал» теплоносителем с пониженными параметрами в случае возникновения аварийной ситуации на котельной «Перевал» или на тепловых сетях микрорайона «Квартал».

## 8.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения

На территории Слюдянского городского поселения есть необходимость в реконструкции существующих тепловых сетей. По основным котельным имеются сверхнормативные тепловые потери в тепловых сетях – более 20%. Для их реконструкции ежегодно требуется более 50 млн.рублей. Помимо планового ремонта необходимо проводить перекладку сетей в связи с изменением схем теплоснабжения, о которых описано ниже.

Сверхнормативные потери тепла в сетях обусловлены давним сроком прокладки сетей. Используемые теплоизоляционные материалы не соответствуют современным требованиям, кроме того, имеется большое число трубопроводов с поврежденной, ветхой изоляцией и выполненной с нарушением технологии монтажа.

Во исполнение Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности" обеспечение надежности теплоснабжения и сокращение потерь тепловой энергии при транспортировке предусматривается за счет применения предварительно изолированных в заводских условиях труб с пенополиуретановой (ППУ) или пенополимерминеральной (ППМ) тепловой изоляцией. Для сокращения времени устранения аварий на тепловых сетях и снижения выбросов теплоносителя в атмосферу и др. последствий, неразрывно связанных с авариями на теплопроводах, рекомендуется внедрять систему оперативно-дистанционного контроля (ОДК).

***Тепловые сети от котельных «Центральная», «Рудо», «Дом ребенка»***

В сентябре 2012 года был согласован акт прокладки тепловой сети, объединяющей котельные «Центральная» и «Рудо» в целях закрытия двух угольных котельных в микрорайоне «Рудо», и, как следствие, улучшения экологической ситуации на территории Слюдянского городского поселения, а также повышения качества предоставляемых населению Слюдянского муниципального образования услуг по теплоснабжению. Межведомственной комиссией было принято решение об объединении котельной «Центральная» и котельной «Рудо» г. Слюдянки путем создания единого теплоисточника на базе котельной «Центральная» производительностью 57,4 Гкал/час. Предполагается вывод из эксплуатации котельных «Дом ребенка» г. Слюдянки.

Прокладка теплотрассы планируется от котельной «Центральная» по ул. Горная до пересечения с ул. Васильева, пересекая федеральную трассу М-55 в районе школы №8 по ул. Ленина, 119. Далее по ул. Васильева до пересечения с ул. Ленинградская, вдоль ул. Ленинградская до котельной «ЦРБ», от котельной «ЦРБ» через р. Улунтуй воздушным переходом на ул. Школьная с выходом на ул. Полевая до котельной «Рудо». Также предусматривается строительство 3

новых тепловых пунктов на базе котельных: «Центральная», «ЦРБ», «Рудо».

Приведенный в главе 6 расчет «радиуса эффективного теплоснабжения» показал, что теплотрасса от котельной «Центральная» до котельной «Рудо» имеет предельное расстояние эффективного радиуса. Кроме того, потребуется дополнительное строительство насосной станции из-за сложного рельефа местности. Закрытие котельной «Рудо» или перевод её в резерв на случай аварийных ситуаций с «Центральной» котельной позволит сократить затраты энергоснабжающей организации на фонд оплаты труда. При этом бюджету города потребуется дополнительные затраты для выплат Центру занятости населения после сокращения работников.

По предварительным оценкам стоимость строительства теплотрассы сопоставима со стоимостью строительства новой современной котельной.

В целях сокращения затрат при строительстве, т.е. снижения необходимого диаметра магистрального трубопровода, рекомендуется повышение параметров теплоносителя от котельной «Центральная» температурный график - 130/70 °С.

Предварительная схема трассировки тепловой сети представлена на рисунке 8.1.

*Рисунок 7.1. Трассировка тепловой сети от «Центральной» котельной к котельной «Рудо»*

В декабре 2013 года Федеральным государственным бюджетным учреждением науки «Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева» Сибирского отделения РАН были разработаны и представлены варианты объединения систем теплоснабжения.

При разработке вариантов объединения систем теплоснабжения котельных «Центральная» и «Рудо» использовалось две основных концепции. Первая предусматривает использование существующей структуры тепловых сетей с проведением необходимых перекладок участков трубопроводов и переподключением потребителей. Вторая предусматривает сооружение отдельной магистральной сети, соединяющей теплоисточники, с использованием повышенных температурных графиков.

**Вариант 1**

Проанализировав существующую схему тепловых сетей, были выбраны самые ближние точки, между которыми возможно проложить участок теплосети, объединяющий системы. Такой участок может быть проложен по улице Слюдянских красногвардейцев, от точки №122 центрального контура до северной части теплосети котельной «Рудо» (точка №1185′). Для выбора необходимых диаметров трубопроводов и схем переподключения потребителей была проведена серия вариантных гидравлических расчетов.

Расчеты производились для существующего температурного графика 95/70 °*C* Центрального контура Центральной котельной при следующих условиях:

- учитывались отметки высоты;
- расходы воды на участках тепловой сети принимались расчетными;
- для всех участков потери давления в местных сопротивлениях и компенсаторах учитывались коэффициентом 1,2;
- давление в обратном трубопроводе по каждому контуру в котельной и ЦТП принято равным фактическому, определенному по манометру на обратной линии.

Главным заключением, сделанным по результатам гидравлических расчетов, является необходимость при реализации Варианта 1 сооружения подкачивающей насосной станции для луча тепловой сети, идущего к потребителям котельной РУДО.

Насосная должна располагаться после (южнее) потребителя ул. Слюдянских красногвардейцев 35, например, в узле №10.

Вариант 1 предусматривает следующие изменения в схеме тепловых сетей:

- на участке теплосети от узла 75 (ул. Бабушкина, 8) до узла 89 заменить 152 м имеющиеся трубы диаметром 219 мм на трубы 325 мм;
- на участке теплосети от узла 89 до узла 111 заменить 270 м имеющиеся трубы диаметром 159 мм на трубы 325 мм;
- на участке теплосети от узла 111 до узла 118 заменить 97 м имеющиеся трубы диаметром 159 мм на трубы 273 мм;
- на участке теплосети от узла 118 до узла 122 заменить 116 м имеющиеся

трубы диаметром 108 мм на трубы 273 мм;

- проложить новый участок сети протяженностью 573 м от узла 122 до узла 1185′, трубами диаметром 273 мм;
- на участке теплосети от узла 1185′ до узла 8′ заменить 284 м имеющиеся трубы диаметром 108 мм на трубы 273 мм;
- на участке теплосети от узла 8′ до узла 5′ заменить 94 м имеющиеся трубы диаметром 108 мм на трубы 219 мм;
- переключить потребителей расположенных по нечетной стороне улицы Слюдянских красногвардейцев, участком протяженностью 26 м от узла 6′ до узла 67′, трубами диаметром 108 мм;
- переключить потребителей расположенных на улице Горняцкой и по четной стороне улицы Слюдянских красногвардейцев, участком протяженностью 26 м от узла 6′ до узла 56′, трубами диаметром 159 мм;
- на участке теплосети от узла 56′ до узла 54′ заменить 37 м имеющиеся трубы диаметром 89 мм на трубы 108 мм;
- переключить потребителей расположенных на улицах Школьная и Гранитная, для этого на участке теплосети от узла 8′ до узла 34′′ заменить 141 м имеющиеся трубы диаметром 108 мм на трубы 219 мм;
- потребители, расположенные на улицах Шахтерская и Парижской коммуны, подключаются через узел в котельной РУДО.

Общая протяженность перекладываемых и новых участков составит 1,9 *км* в двухтрубном исполнении.

Расход теплоносителя в сети центрального контура с присоединенными потребителями котельной РУДО составит 516 *м$^3$/ч*. Для новых условий был определен располагаемый напор на входе в сеть – 37 *м вод. ст.*, напор выбирался для обеспечения приемлемого располагаемого напора у дальних потребителей, расположенных до насосной станции. С присоединением потребителей котельной РУДО к тепловой сети Центральной котельной, самым удаленным потребителем, с наименьшим располагаемым напором, является трехэтажный дом, расположенный на улице Парижской коммуны, 80. Для обеспечения минимального необходимого значения располагаемого напора у новых потребителей, в насосной нужно повысить давление в подающей магистрали на 19 *м вод. ст.*, при расчетном расходе 173 *м$^3$/ч*.

**Вариант 2**

Вариант 2 предусматривает сооружение отдельной магистральной теплосети для подключения потребителей котельной РУДО к Центральной котельной. Теплосеть напрямую соединит котельные РУДО и Центральную, такое решение позволит использовать повышенный температурный график, это сократит материальные и эксплуатационные затраты. Котельная РУДО переоборудуется в ЦТП с теплообменным и насосным оборудованием. Отпуск тепловой

энергии потребителям будет осуществляться по имеющейся распределительной сети, при этом будет возможность вернуться к проектному температурному графику потребителей 95/70°С.

Для выбора температурного графика и необходимого диаметра трубопроводов была проведена серия вариантных гидравлических расчетов.

Гидравлические расчеты производились для температурных графиков 150/70, 130/70, 115/70 и 95/70°С. Сравнение подвариантов проводилось по диаметру и напорам в котельной. При всех рассматриваемых температурных графиках необходимо поддерживать давление в обратной магистрали котельной не ниже 60 м вод. ст. Эта величина обусловлена сложным рельефом (Центральная котельная расположена на 47 м ниже котельной РУДО) и позволяет избежать “завоздушивания” теплосети.

Вариант с температурным графиком 95/70°С уступает графикам с высокими температурами теплоносителя, из-за необходимости использовать трубы большего диаметра. Варианты с температурными графиками 150/70 и 115/70°С уступают графику 130/70°С из-за необходимости обеспечения больших давлений в подающей магистрали. В первом случае это связано с предотвращением закипания теплоносителя, во втором с компенсацией гидравлических потерь, вызванных большим расходом теплоносителя. Поэтому для реализации Варианта 2 был выбран температурный график 130/70°С.

По результатам гидравлического расчета магистральной тепловой сети был определен располагаемый напор на входе в сеть – 45 м вод. ст., необходимый для обеспечения приемлемого располагаемого напора в ЦТП котельной РУДО.

Располагаемый напор в котельной РУДО – 5,7 м вод. ст., длина тепловой сети от Центральной котельной до ЦТП в котельной РУДО – 2,3 км. Давление в обратном трубопроводе котельной было принято равным – 60 м вод. ст., давление в подающем трубопроводе котельной получилось равным – 105 м вод. ст.

В Варианте 2 предусмотрен перевод потребителей котельной РУДО с температурного графика 75/60°С на 95/70°С. Расчетный расход воды в теплосети при расчетном температурном графике отпуска тепла 95/70 °С составляет: Центральный контур – 116 $м^3/ч$, контур ЦБ – 77 $м^3/ч$.

**Центральный контур**

По результатам вариантных гидравлических расчетов тепловой сети центрального контура был определен располагаемый напор на входе в сеть – 17 м вод. ст., необходимый для обеспечения приемлемого располагаемого напора у дальних потребителей. Такими потребителями оказались жилые дома, расположенные на улице Горняцкой, 5 и Парижской коммуны 80, имеющие располагаемые напоры 4,6 м вод. ст. и 5,9 м вод. ст., соответственно. Длина тепловой сети от теплоисточника до жилых домов – 600 м. Давление в обратном трубопроводе ЦТП было принято равным – 20 м вод. ст. Давление в подающем

трубопроводе ЦТП получилось равным – 37 м вод. ст. По сравнению с существующим режимом, при температурном графике 95/70 °С располагаемый напор на 22 м вод. ст. ниже, это позволит сократить число аварий теплосети и расходы электроэнергии, затрачиваемой на транспортировку тепла.

**Контур ЦБ**

По результатам вариантных гидравлических расчетов тепловой сети восточного контура был определен располагаемый напор на входе в сеть – 24 м вод. ст., необходимый для обеспечения приемлемого располагаемого напора у дальнего потребителя. Таким потребителем оказался четырехэтажный жилой дом, расположенный на улице Гранитная,9 имеющий располагаемый напор равный 5.3 м вод. ст., длина тепловой сети от теплоисточника до здания – 930 м.

Давление в обратном трубопроводе ЦТП было принято равным – 20 м вод. ст., давление в подающем трубопроводе котельной получилось равным – 44 м вод. ст. По сравнению с существующим режимом, при температурном графике 95/70°С располагаемый напор на 32 м вод. ст. ниже, это позволит сократить число аварий теплосети и расходы электроэнергии, затрачиваемой на транспортировку тепла.

**Технико-экономические показатели вариантов**

Сравнения технико-экономических показателей вариантов развития системы теплоснабжения Слюдянки производилось без учета коэффициентов индексации.

Стоимость оборудования, материалов и ресурсов принята в ценах 2013 г.

Для сопоставления двух предлагаемых вариантов произведена оценка технико-экономических показателей базового варианта. Базовым будет являться вариант, предусматривающий сохранение существующей схемы теплоснабжения, но для обеспечения принципа сопоставимости вариантов в нем заложены мероприятия, необходимые для повышения эффективности производства тепловой энергии котельными Центральная и РУДО.

***Таблица 8.1 – Сравнение вариантов***

| Вариант | базовый | 1 | 2 |
|---|---|---|---|
| Капиталовложения, *тыс. рублей* | 67 700 | 83 300 | 81 400 |
| Экономический эффект, *тыс. рублей* | 13 797 | 22 995 | 23 107 |
| Срок окупаемости, *лет* | 4,9 | 3,6 | 3,5 |

Результаты сравнения показывают, что варианты с объединением систем вполне рациональны и имеют небольшой срок окупаемости. Экономические показатели вариантов объединения оказались близкими, поэтому для выбора между ними следует рассмотреть технические особенности с выделением отличительных преимуществ и недостатков.

В варианте 1 прокладка новых участков минимальна, большинство

изменений структуры сети связано с перекладкой имеющихся участков, это обстоятельство имеет как преимущества так недостатки. Преимущество заключается в замене старых труб на новые, а недостатком будет необходимость проведения работ в жилых районах города. Главным недостатком варианта 1 является прямое объединение сети котельной РУДО с центральным контуром Центральной котельной, что повлечет за собой изменение установившегося гидравлического режима, а для создания необходимого располагаемого напора в конце магистрали в головной части придется держать высокое давление. Объединенной сети потребуется проведение работ по ее наладке и регулировке.

Достоинства:

- Замена ветхих трубопроводов на новые. Недостатки:
- Повышение уровня давлений в Центральном контуре, что снижает надёжность работы сетей.
- Изменение сложившегося гидравлического режима работы тепловых сетей
- Центрального контура котельной «Центральная» и тепловых сетей котельной РУДО.
- Большая вероятность невозможности доставить необходимое количество тепла до потребителей котельной РУДО при подключении через существующие значительно разрегулированные сети Центрального контура котельной «Центральная».

Главным преимуществом варианта 2 является гидравлическая независимость имеющихся сетей Центральной котельной и присоединенной сети котельной РУДО.

Такое условие исключает нарушения гидравлического режима центрального контура Центральной котельной. Кроме этого эксплуатация магистральной тепловой сети при сложном рельефе обеспечивает дополнительную надежность теплоснабжения присоединяемых потребителей.

Достоинства:

- Сохранение неизменным гидравлического режима работы тепловых сетей котельной «Центральная».
- Возможность использования повышенного температурного графика при транспорте тепла от котельной «Центральная» до котельной РУДО.
- Возможность настройки гидравлического режима работы перемычки и сетей котельной РУДО, не изменяя режим сетей котельной «Центральная».
- Отсутствие возможностей для возникновения проблем с доставкой тепла до потребителей котельной РУДО.

Недостатки:

- Не обновляются трубопроводы тепловых сетей котельной «Центральная» при объединении систем.

Таким образом, Федеральным государственным бюджетным учреждением

науки «Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева» Сибирского отделения РАН было предложено два варианта объединения систем теплоснабжения, они сравнивались с базовым вариантом (предусматривающим отдельную работу котельных). Срок окупаемости вариантов объединения составил 3,6-3,5 года, базовый вариант – 4,9 года. Варианты описаны выше.

Из двух вариантов объединения из соображений надежности теплоснабжения и простоты эксплуатации предпочтительнее вариант 2 с магистральной теплосетью.

Капиталовложения, необходимые для строительства магистральной сети и ЦТП, оцениваются в 25,4 млн. рублей. Суммарные затраты для реализации варианта 2 составляют **81 млн. рублей**.

Полная реализация проекта займет около 3 лет с этапами:

- строительство тепловой сети и ЦТП на базе котельной «Рудо»; - реконструкция одного котла;
- реконструкция второго котла.

В связи со строительством и вводом в эксплуатацию нового жилого комплекса в 2014 г. начале 2015 г. необходима перекладка тепловой сети для обеспечения этого объекта теплоносителем необходимых параметров для качественной работы ИТП. В целях комплексного подхода целесообразно провести изменение схемы теплоснабжения жилых домов по ул. Парижской Коммуны – 80, 82, 84, 86, ул. Горняцкая 22. Схема трассировки представлена на рисунке 7.2.

*Рисунок 7.2 Трассировка тепловой сети от котельной «Рудо» к 3-этажным жилым домам*

В радиусе действия тепловых сетей котельной «Рудо» расположен Детский туберкулёзный диспансер, который отапливается от собственной котельной. Для оптимизации работы имеющихся тепловых сетей необходимо закрытие неэффективной котельной «Дом ребенка» и присоединение потребителей к тепловой сети котельной «Рудо» (схема представлена на рисунке 7.3). Стоимость проекта присоединения тепловой сети диаметром Dy=50 мм и длиной 100 м составит около 500 тыс.руб., экономический эффект достигнет за счет сокращение расходов на оплату труда кочегаров, которая составляет около 700 тыс.руб. в год.

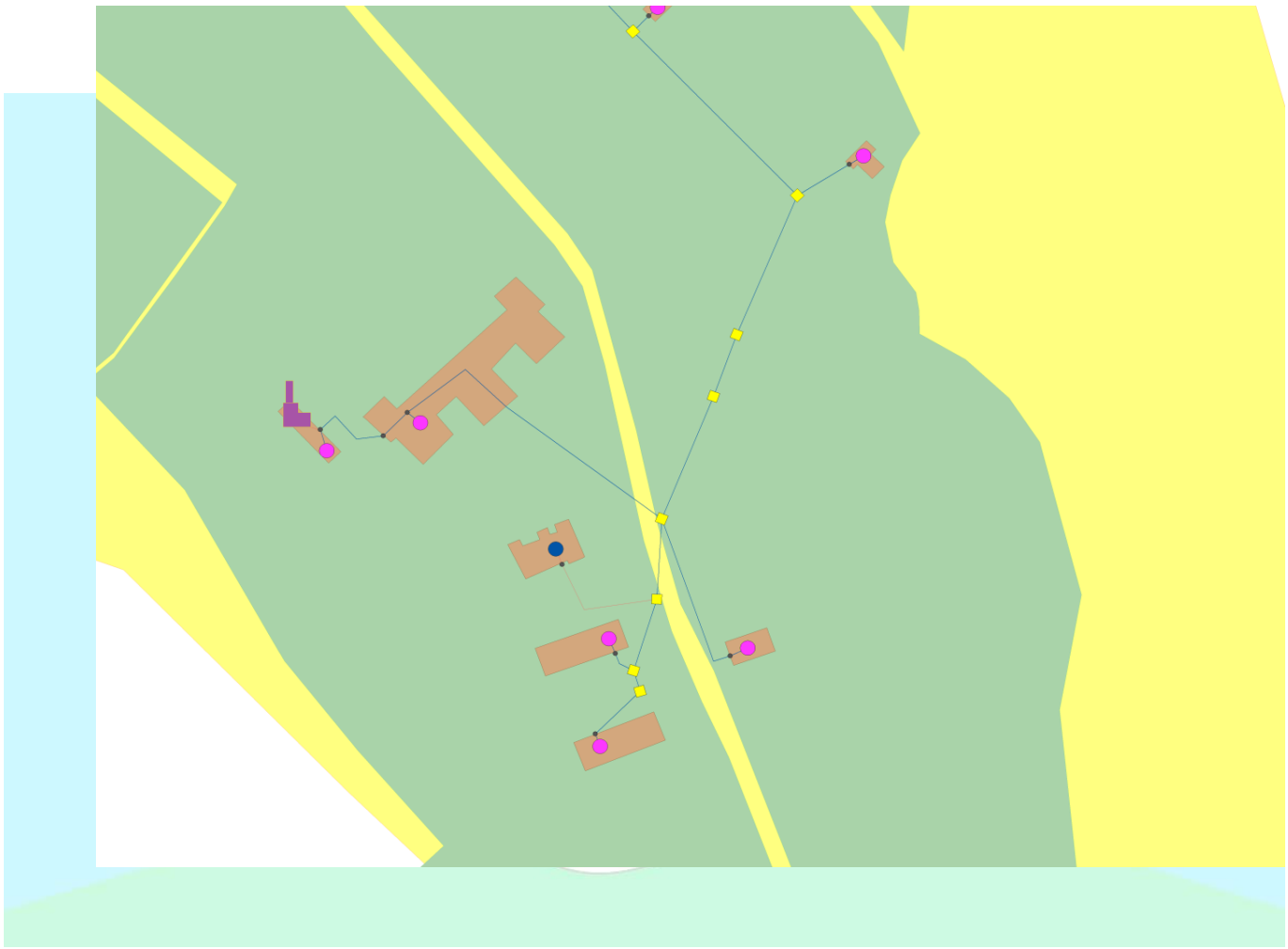


*Рисунок 7.3 Трассировки тепловой сети котельной «Рудо» к Дому ребенка*

Для обеспечения горячим водоснабжением по закрытой схеме поэтапно провести реконструкцию тепловых сетей для двух- и одноэтажных домов, в первый год реконструировать сеть для домов по ул. Школьная, во второй год по ул. Слюдянских Красногвардейцев, в третий год по ул. Шахтерская.

В центральной части города требуется реконструкция ветхих тепловых сетей по ул. Бабушкина для этого целесообразно оптимизировать тепловую сеть и переключить потребителей домов по ул. Железнодорожная,15 и №№1а,2а, 1, 3 по ул. Бабушкиной в соответствии с рисунком 7.4.

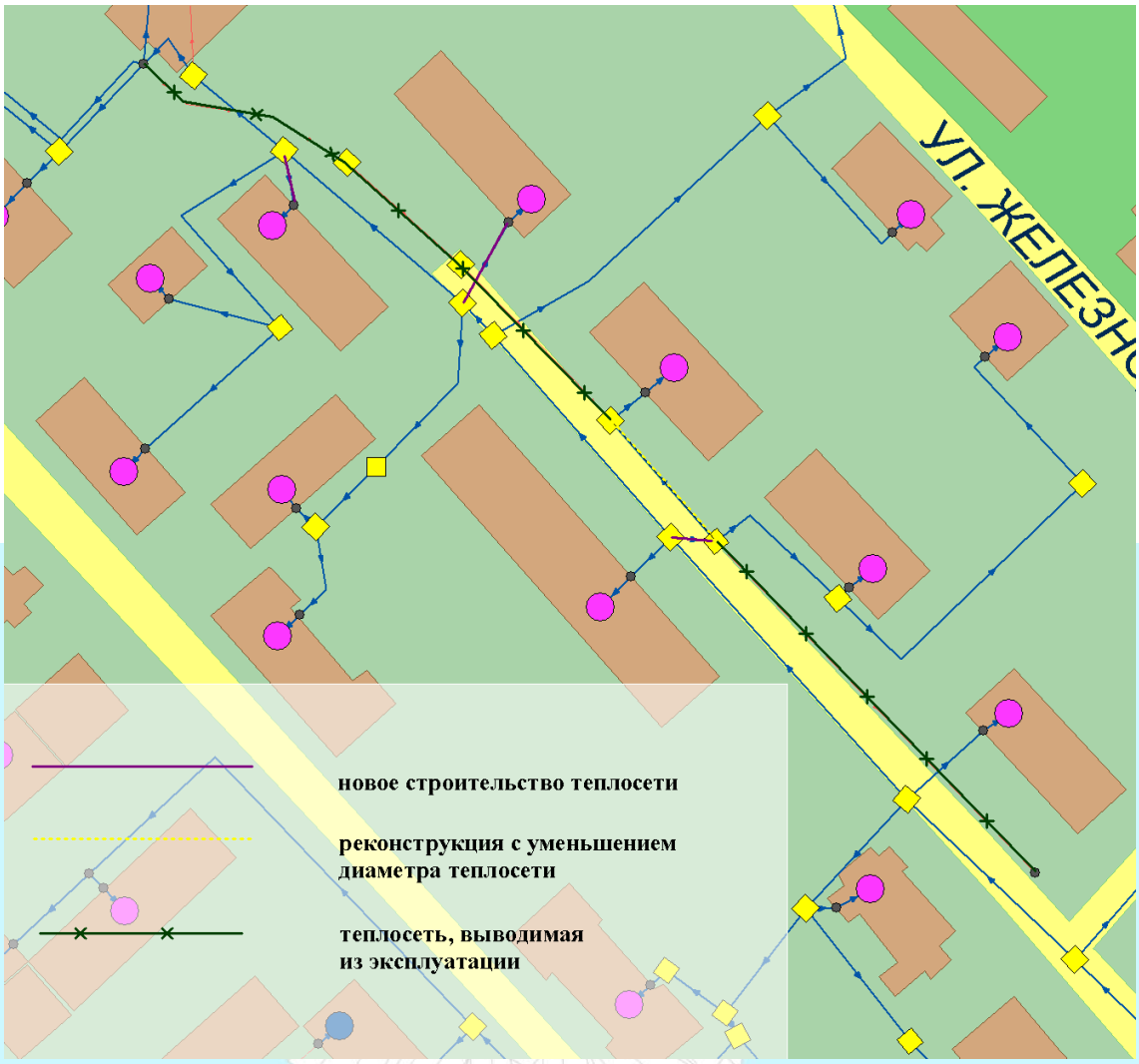



*Рисунок 7.4 Переключение потребителей «Центральной» котельной*

Строительство тепловой сети в Центральном микрорайоне для Детской школы искусств и детского сада на 120 мест.

Существует 2 варианта прокладки тепловой сети к Детской школе искусств:

- от тепловой камеры на пересечении улиц Комсомольская и Слюдянских Красногвардейцев, длина данного участка составит 515 п.м, диаметром Dy=50 мм, схема подключения приведена на рисунке 7.5.

*Рисунок 7.5 Подключение детской школы искусств и детского сада на 120 мест* 515 п.м

- от тепловой камеры напротив домов №№ 40 и 41 по улиц Комсомольская, длина данного участка составит 415 п.м., диаметром Dy=50 мм, схема подключения приведена на рисунке 7.6.

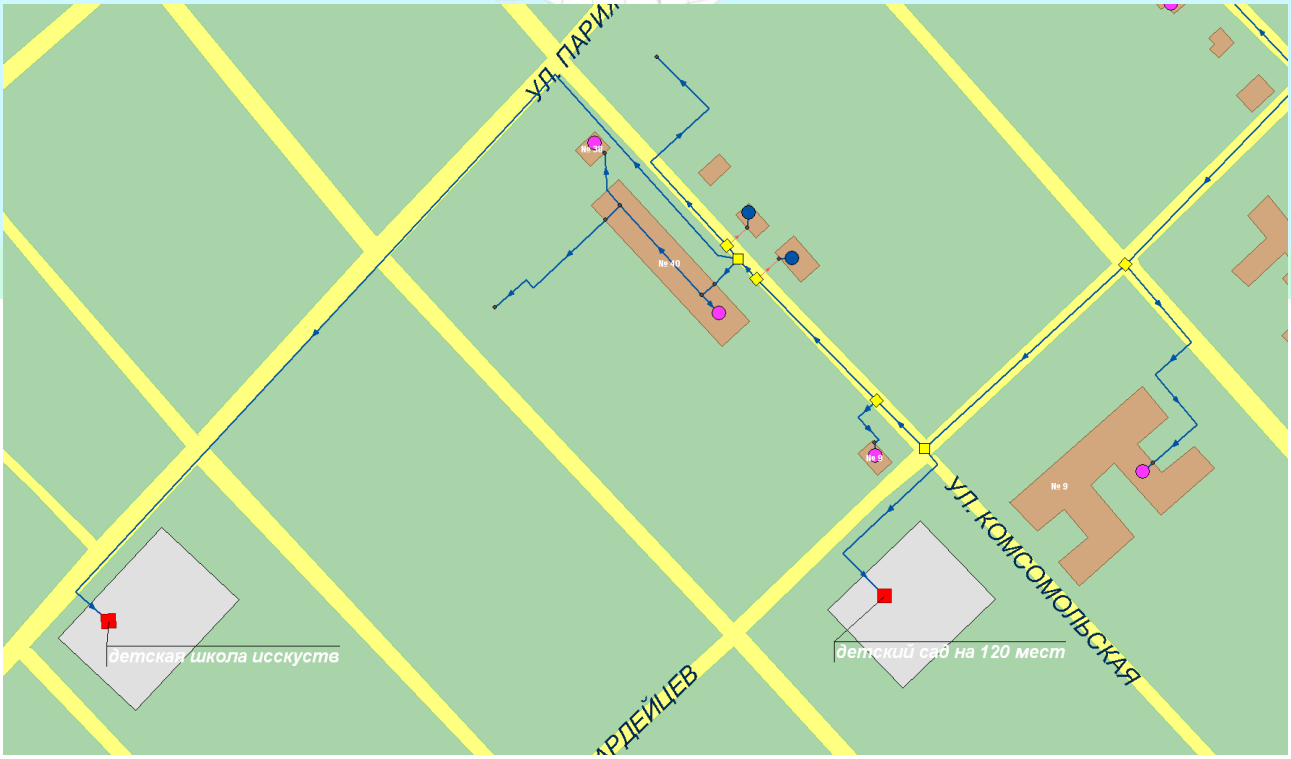



*Рисунок 7.6 Подключение детской школы искусств и детского сада на 120 мест* 415

п.м

Разница в расстоянии составляет 100 п.м, что в стоимостном выражении около 500 тыс.руб. однако у застройщика могут возникнуть проблемы со строительством на более главной улице (ул. Парижской Коммуны), более благоустроена и транспортнозагружена.

Стоимость строительства участка тепловой к Детской школе искусств и детскому саду составляет

- первый вариант около 3 млн.руб;
- второй вариант 2.5 млн.руб.

При планировании бюджета принимаем строительство по 2 варианту.

Для поэтапного осуществления предложенных вариантов развития микрорайонов «Центральный» и «Рудо» предлагается последовательность выполнения работ:

1. Перекладка тепловой сети до жилых домов по ул. Парижской Коммуны– 80, 82, 84, 86, ул. Горняцкая 22 с расчетными параметрами 130/70 °С, диаметры и длины участков которых составят 970 п.м.
2. Монтаж ИТП в жилых домах по ул. Парижской Коммуны, 80, 82, 84, 86, ул. Горняцкая 22, 7 шт.
3. Строительство тепловой сети для Детского дома Dy=50 мм и длиной 100 м.
4. Строительство тепловой сети в Центральном микрорайоне в обход ЦТП 20 п.м.
5. Переключение потребителей домов по ул. Железнодорожная,15 и №№1а,2а, 1, 3 по ул. Бабушкиной – длина реконструируемых участков – 70 м
6. Строительство тепловой сети в Центральном микрорайоне для школы искусств и детского сада на 120 мест длинной 415 п.м и 85 п.м диаметром Dy=50 мм.
7. Строительство тепловой сети от котельной "Центральная" до котельной "Рудо" 2.3 км
8. Реконструкция ЦТП на базе котельной ЦРБ с прокладкой четырехтрубной тепловой

сети к ранее отапливаемым от этой котельной домов, с перспективой подключения новой школы и нового детского сада, а также подключение жилых домов по ул. Слюдянских Красногвардейцев 35, по ул. Лени Полуяхтова 18, Военкомата и Художественной школы.

9. Реконструкция тепловой сети до домов по ул. Шахтерская 20, 22
10. Установка ЦТП для домов по ул. Шахтерская 20, 22 и детского дома с прокладкой четырехтрубной сети, в частных домах установка квартирных тепловых пунктов.
11. Установка ИТП и КТП для жилых домов района "Центральной" котельной
12. Теплоизоляция магистрального трубопровода «Восточный луч» 1,5 км

***Тепловые сети котельных «Перевал» и «Стройка»***

В ходе проведения обследования систем теплоснабжения микрорайонов «Квартал» и «Стройка» г. Слюдянка были выявлены следующие особенности, которые повлияют на дальнейшее развитие и структуру системы теплоснабжения данных микрорайонов:

1. В микрорайоне «Перевал» выполнено строительство нового жилого комплекса, в связи с чем увеличилась подключенная нагрузка на систему теплоснабжения.

2. Для нужд горячего водоснабжения данных районов используется открытая схема теплоснабжения. В соответствии с п.10 ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» не допускается использование открытых систем теплоснабжения для нужд горячего водоснабжения с 1 января 2022 года, с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

4. Котельная «Перевал» оснащена 3 паровыми котлами марки КЕ 6,5-14, из которых только один допущен к эксплуатации. В связи с этим общая установленная мощность котельной составляет 3,731 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 7,847 Гкал/час, включая потери в сетях 1,1 Гкал/час в среднем за сезон. В котельной наблюдается катастрофическая нехватка тепловой мощности.

5. Общая установленная мощность котельной составляет 3,92 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 3,09 Гкал/час. Котельная загружена в полном объеме и, в случае выхода из строя одного из котлов в пиковые морозы, образуется дефицит тепловой энергии.

Учитывая вышеприведённые особенности, были разработаны два варианта развития системы теплоснабжения микрорайонов «Квартал» и «Стройка» г. Слюдянка.

***<u>Вариант 1</u>***

Строительство на базе котельной «Стройка» новой блочно-модульной котельной мощностью 15 МВт, которая обеспечит тепловой энергией микрорайоны «Квартал» и «Стройка» к 2021 г. Предварительная схема трассировки тепловой сети представлена на рисунке 7.7.

*Рисунок 7.7 Предварительная схема трассировки тепловой сети от БМК «Стройка»*

Строительство новой котельной позволит:

- обновить парк котельного и вспомогательного оборудования;
- повысить эффективность выработки тепловой энергии (КПД котельной);
- обеспечить качество отпускаемой тепловой энергии и теплоносителя;
- сократить тепловые потери на участке 3,2 км магистрального

трубопровода от котельной «Перевал» до «Нижнего теплового пункта»;

 стабилизировать гидравлические режимы тепловой сети.

Для реализации этого проекта необходимо помимо строительства котельной с расчетными параметрами115/70 °, прокладка тепловой сети в микрорайон «Квартал» и оптимизация тепловой сети микрорайона «Стройка».

Для улучшения гидравлического режима работы системы теплоснабжения и организации закрытой схемы теплоснабжения микрорайона «Стройка» необходимо:

1. Вывести из эксплуатации участок тепловой сети от жилого дома №1А по ул.Ленина в сторону жилого дома №3 по ул. Вербная;

2. Произвести подключение жилых домов №№1А, 1Б, 1В, 3, 3В, 3Г по ул. Ленина от тепловой камеры ТК-5 путем прокладки тепловой сети до ТК-31 Dy=100 мм 100 п.м. и дальнейшим уменьшением диаметра тепловой сети от ТК-29 до ввода в дом 1А по ул. Ленина с Dy=150 мм на Dy=80 мм 181 п.м;

3. При проведении капитального ремонта на участке от котельной до ТК-4 произвести замену трубопроводов с одновременным уменьшением диаметра с Dy=200 мм до 175 мм 419 п.м;

4. Для теплоснабжения двухэтажных жилых домов №№1, 2, 3 по ул. Вербная и №№16А, 16Б, 18 по ул. Ленина установить центральный тепловой пункт с прокладкой 4-х трубной сети 400 п.м;

5. Установить ЦТП в подвале дома №3 или №9 по ул. Заречная, для осуществления горячего водоснабжения этих домов и частного сектора по ул. Энтузиастов;

6. Установить в домах №№1А, 1Б, 1В, 3, 3В, 3Г, 22, 24по ул. Ленина ИТП;

7. Установить ЦТП на жилые дома по ул. Менделеева, 21, 24, 26 с прокладкой 4-х трубной сети 275 п.м.

Для теплоснабжения микрорайона «Перевал» необходимо:

1. Произвести прокладку тепловой сети от котельной «Стройка» до магистрального трубопровода «котельная «Перевал» – «Нижний тепловой пункт»» через тепловую камеру между домами №№20, 24 по ул. Амбулаторная длиной 680 п.м Dy=250 мм с расчетными параметрами теплоносителя 115/70 ° (участок в сторону котельной «Перевал» перекрывается). В связи с тем, что часть нового участка тепловой сети проходит через жилой район, прокладку необходимо произвести в непроходных каналах (около 350 п.м.), остальную часть участка (около 330 п.м) целесообразно выполнить надземной прокладкой.

2. Подключить от данного участка школу №2 и детский сад с установкой в школе ИТП. До школы проложить двухтрубную тепловую сеть длиной 65 п.м Dy=65 мм, от магистрального трубопровода, до детского сада проложить четырехтрубную тепловую сеть длиной 100 п.м $Dy^{от}$=80 мм и $Dy^{ГВС}$=32 мм;

3. От «Нижнего теплового пункта» осуществить перекладку головных участков с уменьшением диаметров с 350 мм до 200 мм длиной 50 п.м. и с Dy=300 мм на Dy=150 мм 300 п.м.

***Вариант 2***

В целях повышения надежности теплоснабжения микрорайона «Стройка» и бесперебойного обеспечения тепловой энергией объектов социальной сферы микрорайона «Квартал» (школа №2 и детский сад) предлагается в соответствии с предварительной схемой трассировки тепловой сети, представленной на рисунке 7.8.:

1. Строительство соединительного трубопровода от магистральной тепловой сети котельной «Перевал» до котельной «Стройка». Т.е. прокладка тепловой сети от магистрального трубопровода к тепловой камере между домами №№20, 24 по ул. Амбулаторная, далее к дому №22, далее вдоль улицы Куприна к школе №2, далее до котельной «Стройка». Протяженность тепловой сети составит 680 п.м, диаметром 250 мм, при расчетной температуре теплоносителя 115/70 °С. В связи с тем, что часть участка тепловой сети проходит через жилой район, прокладку необходимо произвести в непроходных каналах (около 350 п.м). Остальную часть участка целесообразно выполнить надземной.

2. На участке вдоль школы №2 сделать ответвление от ближайшей тепловой камеры для теплоснабжения школы и детского сада с установкой ИТП в школе.

3. Увеличить диаметр магистрального трубопровода от котельной «Перевал» до ответвления на ТК между домами №№20, 24 по ул. Амбулаторная с Dy=200 мм до 350 мм, в связи с увеличением подключенной тепловой нагрузки.

4. Модернизация котельной «Перевал» с увеличением располагаемой мощности до проектной установленной мощности путем капитального ремонта не работающих котлов или установки новых аналогичной мощности.

5. На базе котельной «Стройка» установить повысительную насосную станцию, в связи со сложным гидравлическим режимом обратного трубопровода тепловой сети.

*Рисунок 7.8 Трассировка тепловой сети от котельной «Перевал» к котельной «Стройка»*

Стоимость проектов оценивается только по строительству и замене ветхого оборудования на новое в соответствии со среднерыночными ценами производителей и монтажных организаций.

Для варианта 1 необходимо строительство новой блок-модульной котельной мощностью 15 МВт. Стоимость строительства новой блок-модульной котельной оценивается в 60 млн. руб..

Для варианта 2 необходима реконструкция ветхого магистрального трубопровода длиной 3,2 км с увеличением диаметра с Dy=200 мм до 350 мм и модернизация котельной «Перевал с увеличением располагаемой мощности до проектной установленной мощности путем капитального ремонта не работающих

котлов или установки новых аналогичной мощности. Минимальная стоимость реконструкции 3,2 км тепловой сети оценивается в 64 млн.руб., а модернизация (восстановление) котельной в 20 млн. руб. Кроме того, имеются сложности с эксплуатацией магистрального трубопровода в связи с большим перепадом высот между котельной и жилым кварталом. При этом после реконструкции тепловой сети тепловые потери снизятся не более чем на 150 Гкал в год, что в стоимостном выражении около 270 тыс.руб. При полном отключении трубопровода тепловые потери снизятся более чем на 1800 Гкал в год, что в стоимостном выражении более 3 млн. руб. Следует учесть, что при закрытии одной из котельных сократятся расходы на оплату труда обслуживающего персонала, при строительстве новой котельной сократятся затраты на «вялотекущее латание дыр» старых котельных.

На основании вышеизложенного при равных финансовых затратах целесообразно внедрение совершенно новой блок-модульной котельной на площадке котельной «Стройка».

Для поэтапного осуществления предложенных вариантов развития микрорайонов «Квартал» и «Стройка» предлагается последовательность выполнения работ:

1. Проложить тепловую сеть от магистрального трубопровода котельной «Перевал» через ТК между домами №№20, 24 по ул. Амбулаторная диаметром Dy=200 мм (при варианте 1) или Dy=250 мм (при варианте 2) длиной 130 п.м с перспективой врезки в существующую квартальную сеть и осуществить подключение новых жилых домов через ИТП.
2. На физкультурно-оздоровительный комплекс от Нижнего теплового пункта подключить двухтрубную тепловую сеть с параметрами 115/70 °С, где через ИТП будет распределение на отопление, вентиляцию и ГВС.
3. Осуществить монтаж ИТП в жилых домах в первую очередь по ул. Амбулаторная – 20, 22, 24, 26, 28, ул. Некрасова 49 , во вторую очередь по ул. Амбулаторная 6, 8а, 10а, 12, 14, 16, 18, с подключением теплоносителя от ТК между домами №№20, 24 по ул. Амбулаторная, с отключением участка тепловой сети от ТК между домами №№3А и 8 по ул. Амбулаторная.
4. Переложить головные участки тепловой сети от Нижнего теплового пункта Dy= 350 мм на 200 мм длиной 50 п.м. и с Dy=300 мм на Dy=150 мм 300 п.м
5. Строительство БМК 15МВт.
6. Проложить тепловую сеть от котельной «Стройка» до ТК между домами №20, 24 по ул. Амбулаторная длиной 550 п.м Dy=250 мм
7. Реконструкция Нижнего теплового пункта с переводом на четырехтрубную систему теплоснабжения микрорайон «Квартал».
8. Участок от домов 19 и 22 по ул. Перевальская до очистных сооружений выполнить в двухтрубном исполнении только для нужд отопления, в связи с низкой подключенной нагрузкой ГВС. На очистных сооружениях для нужд ГВС

целесообразно использовать электроводонагреватели.

***Тепловые сети котельной «СМП»***

Система теплоснабжения микрорайона четырехтрубная, которую целесообразно реконструировать в соответствии с планом капитального ремонта тепловых сетей с учетом требуемых диаметров тепловой сети на ГВС. В настоящее время диаметр тепловой сети на ГВС завышен, а для обеспечения оптимальных гидравлических режимов при реконструкции произвести расчет обратного трубопровода тепловой сети на ГВС.

***Тепловые сети котельных «Медрезерв», «Ростелеком» и «Собственная база»***

Система теплоснабжения котельных «Медрезерв», «Ростелеком» и «Собственная база» целесообразно реконструировать на закрытую схему после капитального ремонта котельных или их модернизации.

Для котельной «Ростелеком» произвести прокладку четырехтрубной тепловой сети с установкой ЦТП В котельной.

Для котельной «Медрезерв» произвести прокладку двухтрубной тепловой сети с установкой 3 ИТП в многоквартирных домах и 6 квартирных тепловых пункта ввиду малой подключенной нагрузки и большой протяженности сетей.

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

В соответствии с п. 10. ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "О водоснабжении и водоотведении»:

- с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;
- с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

На основании анализа существующей системы теплоснабжения разработчиком Схемы теплоснабжения Слюдянского городского поселения до 2028 года предлагаются следующие варианты организации закрытой схемы горячего водоснабжения потребителей:

1) Организация центрального регулирования параметров отпускаемой тепловой энергии от котельных на базе установленной бойлерной;

2) Увеличение температуры отпускаемого теплоносителя с котельной 115-70°С, минимум 95-70°С;

3) Применение квартальных тепловых пунктов (далее по тексту - КТП) на территории города и строительство сетей ГВС из неметаллических материалов;

4) Применение пластинчатых теплообменных аппаратов на ГВС в ИТП.

При организации закрытой схемы теплоснабжения путем установки КТП или ЦТП на базе бойлерной изменятся количество, протяженность и диаметры теплопроводов. Наиболее рациональным решением в данной ситуации является постепенная реконструкция схем теплоснабжения с прокладкой новых трубопроводов с учетом изменившихся геометрических характеристик теплосетей. Самым надежным методом перекладки трубопроводов, имеющих канальный способ прокладки, является перекладка имеющихся трубопроводов на трубопроводы в ППУ-изоляции с уменьшением диаметров на отопление и прокладкой трубопроводов на ГВС, выполненных из неметаллических материалов, в существующих каналах.

При переходе на закрытую схему теплоснабжения необходимо просчитывать каждый объект индивидуально. Трех-четырехэтажные здания смело можно оборудовать ИТП на каждое здание, однако если они стоят друг от друга на незначительном расстоянии (где стоимость прокладки тепловой сети меньше стоимости ИТП), то имеет смысл устанавливать ЦТП на группу зданий.

Укрупненные затраты на организацию закрытой системы ГВС Центрального района составляют 75 млн.рублей.

## Глава 10 "Перспективные топливные балансы"

В связи с тем, что до 2028 г. ожидается подключение перспективных потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения от котельной «Перевал», следует ожидать также прироста потребления топлива на источнике тепловой энергии. Рассматриваемые потребители имеют относительно малые подключенные нагрузки, следовательно, в ближайшей перспективе следует ожидать прирост потребления топлива основным теплогенерирующем оборудованием котельной «Перевал». Величина прироста потребления оценивается не более 5-8% от существующего, но ввиду высокого износа тепловых сетей и имеющихся планов по их реконструкции, потребление тепловой энергии сократится за счет снижения тепловых потерь в тепловых сетях.

## Глава 11 "Оценка надежности теплоснабжения"

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

Тепловые сети городского поселения Слюдянка состоят из не резервируемых участков. В соответствии со СНиП 41-02-2003 минимально допустимые показатели вероятности безотказной
работы следует принимать (пункт «6.26») для:
- источника теплоты Рит = 0,97;
- тепловых сетей Ртс = 0,9;
- потребителя теплоты Рпт = 0,99;
- системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) в целом Рсцт = 0,9×0,97×0,99 = 0,86.

Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей выполнен в соответствии с алгоритмом Приложения 9 Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения. Интенсивность отказов каждой тепловой сети (без резервирования) принята зависимостью от срока ее эксплуатации (рисунок 2.7).

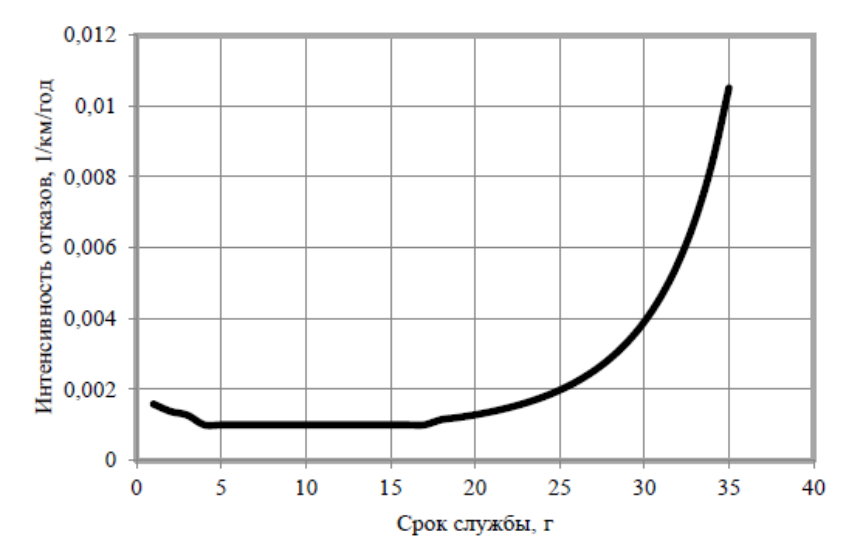



Рисунок 2.7 – Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети.

Для описания параметрической зависимости интенсивности отказов использована зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкая по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0(0.1\cdot\tau)^{\alpha-1}$$

где $\tau$ – срок эксплуатации участка, лет.

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра $\alpha$: при $\alpha<1$, она монотонно убывает, при $\alpha>1$ - возрастает; при $\alpha=1$ функция принимает вид $\lambda(t) = \lambda_0 = Const$. А $\lambda_0$ - это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснаб-
жения.

Для распределения Вейбулла использованы следующие эмпирические коэффициенты $\alpha$:

0,8 – средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;

1 – средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет;

$0,5 \times \exp(\tau/20)$ – средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет.

Общая протяженность тепловой сети г.п. Слюдянка составляет 52,911 км.

Расчет показателей надежности системы теплоснабжения Слюдянского городского поселения основывается на Методических указаниях по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения.

Настоящие Методические указания по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения, разработаны в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 34, ст. 4734).

Методические указания содержат методики расчета показателей надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов, в документе приведены практические рекомендации по классификации систем теплоснабжения поселений, городских округов по условиям обеспечения надежности на:

- высоконадежные;
- надежные;
- малонадежные;
- ненадежные.

Методические указания предназначены для использования инженерно-техническими работниками теплоэнергетических предприятий, персоналом органов государственного энергетического надзора и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации при проведении оценки надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов.

Надежность системы теплоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией в течение заданного периода, недопущение опасных для людей и окружающей среды ситуаций.

Показатели надежности системы теплоснабжения подразделяются на:

- показатели, характеризующие надежность электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие надежность водоснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие надежность топливоснабжения источников

тепловой энергии;

- показатели, характеризующие соответствие тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатели, характеризующие уровень резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети;
- показатели, характеризующие уровень технического состояния тепловых сетей;
- показатели, характеризующие интенсивность отказов тепловых сетей;
- показатели, характеризующие аварийный недоотпуск тепловой энергии потребителям;
- показатели, характеризующие количество жалоб потребителей тепловой энергии на нарушение качества 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 $n_{от}$ – 1/год и относительный аварийный недоотпуск тепловой энергии $Q_{ав}/Q_{расч.}$, где $Q_{ав}$ – аварийный недоотпуск тепловой энергии за год Гкал, $Q_{расч}$ – расчетный отпуск тепловой энергии 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.

Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Ниже приведена оценка показателей надежности для двух систем теплоснабжения Слюдянского городского поселения

**Показатель надежности электроснабжения источников тепла ($К_Э$)** характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

• при наличии резервного электроснабжения $К_Э$ = 1,0;

• при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0 - $К_Э$ = 0,8;

5,0 – 20 - $К_Э$ = 0,7;

свыше 20 - $К_Э$ = 0,6.

**Показатель надежности водоснабжения источников тепла ($К_в$)** характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

• при наличии резервного водоснабжения $К_В = 1,0$;

• при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0 - $К_В = 0,8$;

5,0 – 20 - $К_В = 0,7$;

свыше 20 - $К_В = 0,6$.

**Показатель надежности топливоснабжения источников тепла ($К_т$)** характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

• при наличии резервного топлива $К_Т = 1,0$;

• при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч: до 5,0 - $К_Т = 1,0$;

5,0 – 20 - $К_Т = 0,7$;

свыше 20 - $К_Т = 0,5$.

**Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей ($К_б$).**

Величина этого показателя определяется размером дефицита

(%): до 10 - $К_б = 1,0$;

10 – 20 - $К_б = 0,8$;

20 – 30 - $К_б$ - 0,6;

свыше 30 - $К_б = 0,3$.

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

90 – 100 - $К_р = 1,0$; 70

– 90 - $К_р = 0,7$;

50 – 70 - $К_р = 0,5$;

30 – 50 - $К_р = 0,3$;

менее 30 - $К_р = 0,2$.

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

до 10 - $К_с = 1,0$;

10 – 20 - $К_с = 0,8$; 20

– 30 - $К_с = 0,6$;

свыше 30 - $К_с = 0,5$.

**Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($К_{отк}$),** характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года

$И_{отк} = n_{отк}/(3*S)$ [1/(км*год)],

где $n_{отк}$ - количество отказов за последние три года;

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

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк}$) определяется показатель надежности ($К_{отк}$)

до 0,5 - $К_{отк}$ = 1,0; 0,5

- 0,8 - $К_{отк}$ = 0,8; 0,8 -

1,2 - $К_{отк}$ = 0,6;

свыше 1,2 - $К_{отк}$ = 0,5;

**Показатель относительного недоотпуска тепла ($К_{нед}$)** в результате аварий и инцидентов определяется по формуле:

$Q_{нед} = Q_{ав}/Q_{факт}*100$ [%]

где $Q_{ав}$ – аварийный недоотпуск тепла за последние 3 года;

$Q_{факт}$ – фактический отпуск тепла системой теплоснабжения за последние три года.

В зависимости от величины недоотпуска тепла ($Q_{нед}$) определяется показатель надежности ($К_{нед}$)

до 0,1 - $К_{нед}$ = 1,0; 0,1

- 0,3 - $К_{нед}$ = 0,8; 0,3 -

0,5 - $К_{нед}$ = 0,6;

свыше 0,5 - $К_{нед}$ = 0,5.

**Показатель качества теплоснабжения ($К_{ж}$),** характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$Ж = Д_{жал}/ Д_{сумм}*100$ [%]

где $Д_{сумм}$ - количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;

$Д_{жал}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности ($К_{ж}$)

до 0,2 - $К_{ж}$ = 1,0;

0,2 – 0,5 - $К_{ж}$ = 0,8;

0,5 – 0,8 - $К_{ж}$ = 0,6;

свыше 0,8 - $К_{ж}$ = 0,4.

**Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ($К_{над}$)**

определяется как средний по частным показателям $К_э$, $К_в$, $К_т$, $К_б$, $К_р$ и $К_с$:

$$К_{над} = (К_э + К_в + К_т + К_б + К_р + К_с + К_{отк} + К_{над} + К_ж)/n$$

, где $n$ - число показателей, учтенных в числителе.

**Общий показатель надежности систем теплоснабжения городского поселения** (при наличии нескольких систем теплоснабжения) определяется: теплоснабжения;

$Q1$, $Qn$ – расчетные тепловые нагрузки потребителей отдельных систем теплоснабжения.

**Оценка надежности систем теплоснабжения** сведена в таблицу 9.1, в которой показаны каждые показатели и общий показатель надежности систем теплоснабжения городского поселения.

***Таблица 9.1 - Оценка надежности систем теплоснабжения***

| Параметр | Центральная | Рудо | Перевал | Стройка | СМП | Дом ребенка | Мед. резерв | Рос. телеком | Собственная база | Сухой ручей |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $Q_п$ | 27,40 | 5,507 | 7,540 | 3,462 | 2,013 | 0,247 | 0,349 | 0,176 | 0,208 | 0,118 |
| $К_э$ | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| $К_в$ | 1 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| $К_т$ | 0,5 | 0,7 | 0,7 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| $К_б$ | 1 | 1 | 0,3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| $К_р$ | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| $К_с$ | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| $К_{отк}$ | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 1 | 0,8 | 0,8 | 1 | 1 |
| $К_{над}$ | 0,8 | 0,8 | 0,6 | 0,8 | 0,8 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| $К_ж$ | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| $К_{над}$ | 0,71 | 0,70 | 0,61 | 0,74 | 0,74 | 0,79 | 0,77 | 0,77 | 0,79 | 0,79 |
| $К^{сист}_{над}$ | **0,70** | | | | | | | | | |

*В зависимости от полученных показателей надежности системы теплоснабжения с точки зрения надежности могут быть оценены как:*

- *высоконадежные - более 0,9;*
- *надежные - 0,75 - 0,89;*
- *малонадежные - 0,5 - 0,74;*
- *ненадежные - менее 0,5.*

Системы теплоснабжения Слюдянского городского поселения в целом относятся к категории малонадежных. Системы теплоснабжения от маломощных котельных оцениваются как надежные в виду малой протяженности тепловых сетей и небольшого количества подключенных потребителей.

Для более точного определения и дальнейшего поддержания показателей надежности в пределах допустимого рекомендуется:

1) Правильное и своевременное заполнение журналов, предписанных ПТЭ, а именно:

а) оперативного журнала;

б) журнала обходов тепловых сетей;

в) журнала учета работ по нарядам и распоряжениям;

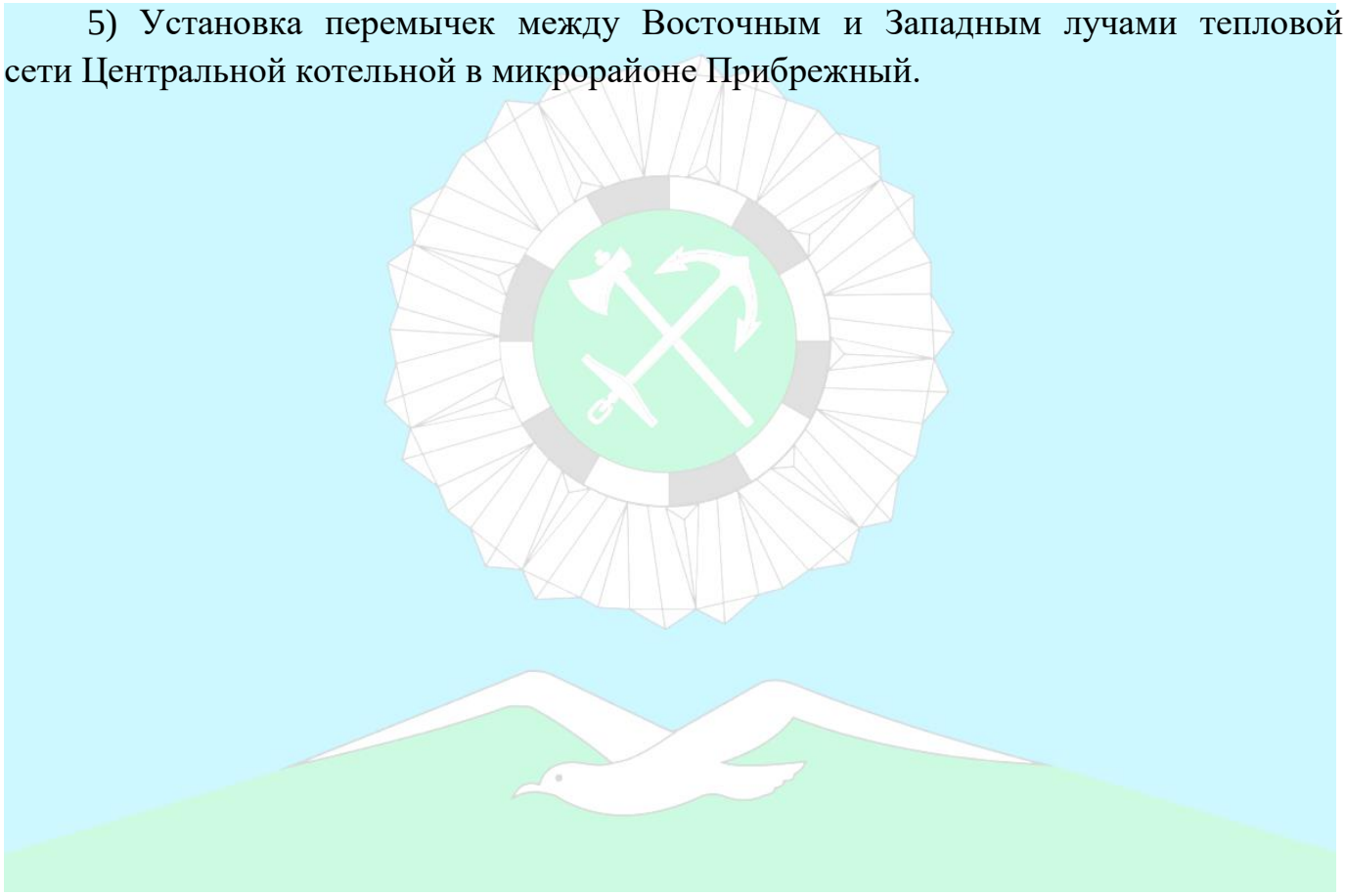
г) заявок потребителей.

2) Своевременное проведение ремонтов (плановых, по заявкам и пр.) основного и вспомогательного оборудования, а также тепловых сетей и оборудования на тепловых сетях.

3) Своевременная замена изношенных участков тепловых сетей и оборудования.

4) Проведение мероприятий по устранению затопления каналов, тепловых камер и подвалов домов.

5) Установка перемычек между Восточным и Западным лучами тепловой сети Центральной котельной в микрорайоне Прибрежный.



## Глава 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию"

### Реконструкция и строительство новых источников теплоснабжения

В Главе 8 описаны основные предложения по строительству новых источников теплоснабжения и реконструкции имеющихся.

**Прокладка тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей**

В главе 8 представлена предполагаемая трассировка тепловых сетей к перспективным потребителям. Суммарные затраты оценены на основании конструкторского расчета перспективной схемы теплоснабжения. По результатам расчетов объем инвестиций для прокладки тепловой сети к перспективным потребителям должен составлять около **15 млн.руб.** Дальнейшее уточнение финансовых потребностей на реализацию мероприятия определяется при проектных расчетах.

Определение требуемых инвестиций для подключения потребителей в период с 2019 по 2028 г.г. (II, III этапы) возможно ориентировочно, исходя из информации о нагрузках перспективных объектов и месте их размещения в соответствии с генеральным планом. Тип прокладки в пределах населенного пункта принимаем канальный – в непроходных железобетонных каналах. Ориентировочная протяженность сетей составит 1200 м, объем инвестиций составит около **5 - 8 млн.руб.**

**Реконструкция тепловых сетей**

Удельные затраты на реконструкцию тепловых сетей в среднем по России для различных диаметров приведены в таблице 10.1 и на рисунке 10.1.

***Таблица 10.1 - Средние удельные затраты на реконструкцию тепловых сетей***

| Условный диаметр, Dy | Стоимость перекладки тепловых сетей, тыс. руб./п.м. (с учетом НДС) | |
|---|---|---|
| | Надземная | Канальная без замены лотков |
| 500 | 34,6 | 58,5 |
| 400 | 30 | 47,1 |
| 350 | 25 | 42 |
| 300 | 20 | 37,3 |
| 250 | 15 | 35,5 |
| 200 | 12 | 27,2 |
| 150 | 10 | 25,5 |
| 100 | 8 | 19,4 |
| 80 | 6 | 18,4 |
| 70 | 5 | 17 |
| 50 и менее | 4 | 15 |

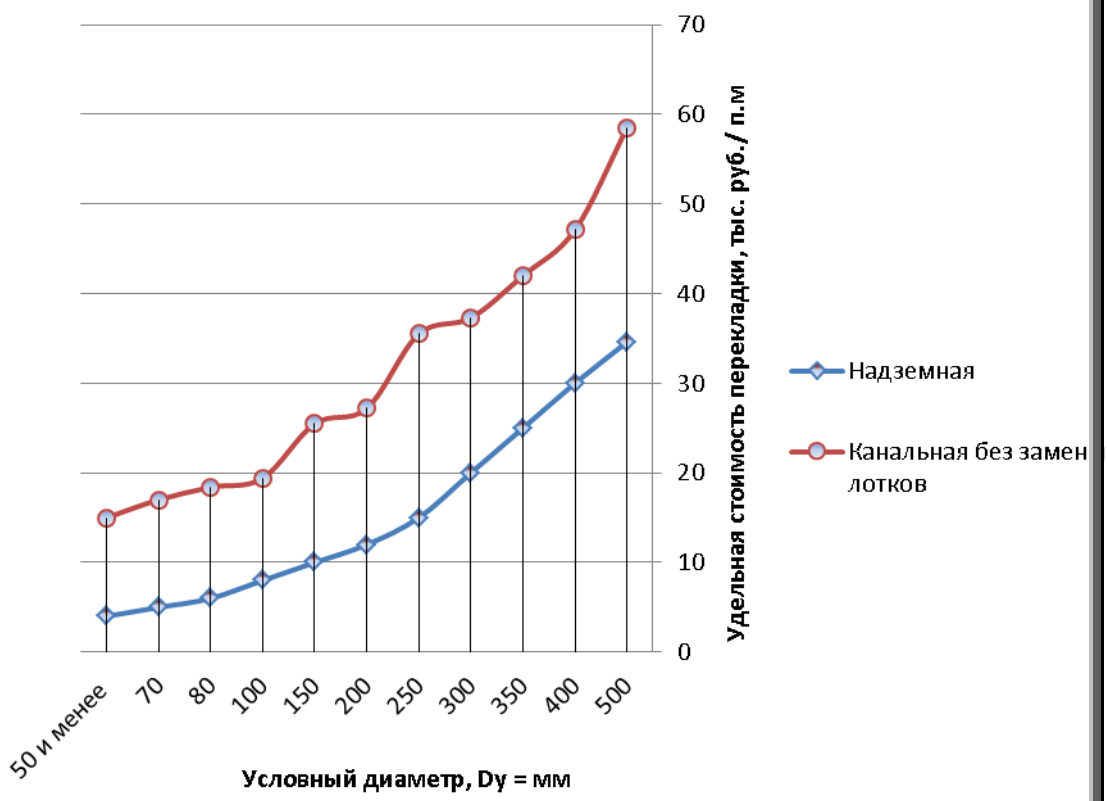



*Рисунок 10.1 - Средние удельные затраты на реконструкцию тепловых сетей*

Результаты расчета суммарной протяженности тепловых сетей, подлежащих перекладке в связи с превышением нормативного срока эксплуатации трубопроводов, приведены в таблицах 10.2.

***Таблица 10.2 – Требуемые затраты на реконструкцию тепловых сетей***

| Условный диаметр, Dy | Стоимость перекладки, тыс. руб. | |
|---|---|---|
| | Канальная прокладка | Надземная прокладка |
| 25 | 8872,5 | |
| 32 | 8235 | |
| 40 | 13179 | |
| 50 | 96054 | |
| 65 | 22710,3 | |
| 80 | 42771,6 | |
| 100 | 135865,96 | |
| 125 | 7370 | |
| 150 | 181978,2 | |
| 200 | 125394,72 | 40800 |
| 250 | 58468,5 | |
| 350 | 40513,2 | |
| 400 | 15448,8 | |
| | 756 861,78 | 40 800,0 |

В связи с высокой степенью износа тепловых сетей, трубопроводы должны быть заменены, однако, принимая во внимание протяженность тепловых сетей и стоимость их замены, реалистичный срок замены до 2028 года.

Таким образом, суммарная стоимость реконструкции тепловых сетей на территории Слюдянского городского поселения составит **756,9 млн. руб.**, при этом средние ежегодные капитальные вложения на замену тепловых сетей, начиная с 2019 года, должны составлять **по 50 млн. руб.**

С целью снижения затрат на реконструкцию тепловых сетей необходимо переводить источники тепловой энергии на более высокие температурные графики.

**Закрытая система горячего водоснабжения**

Как описано выше, с целью улучшения качества и надежности теплоснабжения потребителей необходимо производить реконструкцию тепловых сетей. Однако, в связи с обязательными требованиями реконструкции системы теплоснабжения путем организации закрытой схемы горячего водоснабжения до 2022 года, первоочередная необходимость обновления теплосетей отпадает. Дело в том, что организация закрытой схемы теплоснабжения посредством строительства КТП или реконструкции ЦТП подразумевает реконструкцию значительной доли распределительных и внутриквартальных сетей. При переводе на зарытую схему горячего водоснабжения замена магистральных тепловых сетей имеет ограниченную необходимость.

В главе 8 представлены основные варианты организации закрытой схемы ГВС. Каждый из вариантов имеет свои достоинства и недостатки. Из имеющегося опыта следует отметить, что вариант №3 (реконструкция ИТП зданий) является наименее затратным. Однако, при таком варианте имеют место наибольшие финансовые затраты на эксплуатацию ИТП. Для предварительной оценки предлагается выбор варианта №3 ввиду наименьших финансовых потребностей.

Организация закрытой системы горячего водоснабжения потребителей от котельных «Центральная», «СМП», «Стройка», «Перевал», «Рудо» потребует реконструкции имеющихся ИТП. В ИТП планируется установить пластинчатые теплообменные аппараты при обязательном условии резервирования. Автоматизированный ИТП на базе двух пластинчатых теплообменных аппаратов и двух циркуляционных насосов способных обеспечить качественное и надежное теплоснабжение потребителей. Суммарная стоимость установки 150-200 ИТП на территории Слюдянского городского поселения оценивается в размере **75 млн. руб.** Ежегодные затраты на строительство ИТП с учетом перехода на закрытую схему теплоснабжения до 2022 г. равны **9,4 млн. руб.**

**Графики финансирования проектов по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей**

Графики финансирования проектов по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей представлены в таблице 10.3.

***Таблица 10.3 – График финансирования проектов по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей (с НДС и в ценах соответствующих лет, млн. руб.)***

| № | Мероприятие | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. |
| 1 | Ремонт котла КВм-1,16 ячейка №3 котельная «Стройка» | 0,72 | | | | | | | | | |
| 2 | Ремонт котла КВм-1,16 ячейка №5 котельная «Стройка» | | 0,72 | | | | | | | | |
| 3 | Установка частотного регулятора на воздуходувку КОС г.Слюдянка | 0,84 | | | | | | | | | |
| 4 | Ремонт котла КВм-1,16 ячейка №2 котельная «СМП» | | 0,60 | | | | | | | | |
| 5 | Ремонт котла КВм-1,16 ячейка №3 котельная «СМП» | | | | | 0,60 | | | | | |
| 6 | Котельные «Центральная», «Рудо», «Перевал». Проектирование и установка системы организации вихревого движения дымовых газов паровых котлов КЕ-25, КЕ-10, КЕ-6,5 | | 1,38 | 0,96 | | | | | | | |
| 7 | Котельная «Центральная» Установка частотных преобразователей в количестве 4 шт. суммарной мощностью 630 кВт | 2,48 | | | | | | | | | |
| 8 | Котельная «Рудо». Установка частотных преобразователей в количестве 3 шт. суммарной мощностью 345 кВт | 1,48 | | | | | | | | | |
| 9 | Котельная «Перевал». Установка частотных преобразователей в количестве 2 шт суммарной мощностью 215 кВт | | 0,90 | | | | | | | | |
| 10 | Объединение котельной "РУДО" и "Дом Ребенка", строительство сети 200 м. Ду 50-80 мм | | | 0,62 | | | | | | | |
| 11 | Реконструкция тепловой сети от котельной «Рудо» до домов по ул. Шахтерская 20, 22 | | | 2,03 | 0,90 | | | | | | |
| 12 | Замена трансформатора КТПН 630/6/0,4 на тепловом пункте м.р. «Перевал». | | | | | | 1,10 | | | | |

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 13 | Монтаж коммерческих узлов учета тепловой энергии на котельных «Центральная», «Рудо», «Перевал», тепловых пунктах «ЦТП», «НТП» - 8шт | | | | 2,34 | | | | | | |
| 14 | Замена вертикальных и горизонтальных теплообменников Нижнего Теплового Пункта на Ридан НН21-3 шт (контур Квартал) | | | | 4,55 | 1,366 | | | | | |
| 15 | Котельная «СМП» Модернизация газоходов всего котлового оборудования | | | | | 0,76 | | | | | |
| 16 | Котельная «Стройка» Установка экономайзера | | | | | 0,33 | | | | | |
| 17 | Модернизация котельной «Стройка». Замена котлов №1, №2 и №3 КВм-1,16 на котлы КВм-2,5 с установкой углеподачи и дробилки | | | 2,80 | 3,30 | | | | | | |
| 18 | Кап ремонт здания котельной «Центральная» | | | | | | | 3,9 | | | |
| 19 | Кап ремонт здания котельной «Рудо» | | | | | | | 1 | | | |
| 20 | Кап ремонт здания котельной «Перевал» | | | | | | | 2,4 | | | |
| 21 | Замена котла КЕ 25-14С стац.№1 котельная Центральная г.Слюдянка | | | | | | 45,50 | | | | |
| 22 | Замена теплообменного оборудования контура луч ул.Школьная, луч город в котельной "Рудо" | | | | | 8,2 | | | | | |
| 23 | Замена теплообменного оборудования в котельной "Перевал» | | | | | 4,02 | | | | | |
| 24 | Замена КИП котлов №2 на котельной "Центральная" г.Слюдянка | | | | | 3,73 | | | | | |
| 25 | Замена топки ТШПМ1,45 котловой ячейки №3 на котельной СМП г.Слюдянка | | | | | 0,5 | | | | | |
| 26 | Замена котла КВм-1,25 ст.№1 с топкой ТШПМ1,45г. на котельной СМП г.Слюдянка | | | | | 1,40 | | | | | |
| 27 | Замена котельно-вспомогательного оборудования для котельных г.Слюдянка: насосов на котельную "Перевал" г.Слюдянка | | | | | 0,40 | | | | | |

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 29 | Установка газоочистного оборудования на котельных «СМП», «Собственная база», «Ростелеком» | | | | | 2,5 | | | | | |
| 30 | Замена котлов на котельной «Резерв» | | | | | | 1,42 | | | | |
| 31 | Замена дымовой трубы на котельной «Стройка» | | | | | | 1,7 | | | | |
| 32 | Замена котла КВМ 0,5 на котельной «Собственная база» | | | | | | 0,4 | | | | |
| 33 | Замена дымовой трубы на котельной «Собственная база» | | | | | | 1,1 | | | | |
| 34 | Замена котла КЕ 25-14-С стац.№4 в котельной "Центральная" г.Слюдянка | 24,20 | | | | | | | | | |
| 35 | Замена циклона БЦ-512 (6х4) в котельной Центральная | 2,19 | | | | | | | | | |
| 36 | Замена трубной части парового котла КЕ 10-14С стац.№3 в котельной "Рудо" | 3,33 | | | | | | | | | |
| 37 | Замена сетевых насосов СД 160/45 на котельной «Перевал» (верхний тепловой пункт), насоса 1 Д630-90 стац.№2 на ЦТП | 0,46 | | | | | | | | | |
| 38 | Замена дымососов ДН 12,5 на котельную "Перевал" -2 шт. | | 0,60 | | | | | | | | |
| 39 | Замена КИП котла №3 на котельной "Центральная" г.Слюдянка | | 1,04 | | | | | | | | |
| 40 | Капитальный ремонт участка тепловых сетей по ул.Ленина,110 до ТК-305 г. Слюдянка Иркутской области | 1,67 | | | | | | | | | |
| 41 | "Капитальный ремонт участка тепловых сетей: ул.Тонконога от ж/д №39 до ТК школа №49 по адресу: Иркутская область, г. Слюдянка, ул. Тонконога" | 3,17 | | | | | | | | | |
| 42 | Капитальный ремонт участка сетей тепло-, водоснабжения по ул. Школьная г. Слюдянка" | 11,90 | | | | | | | | | |
| 43 | Капитальный ремонт участка тепловых сетей в районе ж.д. №7 по л.Бабушкина L-70м г.Слюдянка Иркутской области | | 2,57 | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 44 | Капитальный ремонт участка тепловых сетей от ТК №3 по ул. Советская до ул. Ленина ж.д №105 - 140 м.п. г.Слюдянка Иркутской области | | 2,60 | | | | | | | | |
| 45 | Капитальный ремонт участка тепловых сетей от ТК №1 ж.д. 16г ул. Ленина - 43м., через ТК№ 2 по ул. Вербная, до ТК №1а ул. Рябиновая -27 м.п. г.Слюдянка Иркутской области | | 1,21 | | | | | | | | |
| 46 | Капитальный ремонт участка тепловых сетей по ул. Бабушкина от дома №1А до дома №9 г.Слюдянка | | | | | | 16,30 | | | | |
| 47 | Капитальный ремонт участка тепловых сетей от теплового пункта котельной «Перевал» г. Слюдянка до водоотводного коллектора L-257 м.п.» | | | | 10,5 | | | | | | |
| 48 | Капитальный ремонт теплотрассы по ул. Советская от ЦТП до перекрестка улиц Советская и Московская | | | | | | | 28,00 | | | |
| 49 | Модернизация котельной «Ростелеком» с установкой автоматических котлов | | 3,00 | | | | | | | | |
| 50 | Модернизация котельной «Резерв» с установкой автоматических котлов | | | 2,00 | | | | | | | |
| 51 | Модернизация котельной «Собственная база» с установкой автоматических котлов | | | 2,00 | | | | | | | |
| 52 | Установка ИТП квартирных тепловых пунктов у потребителей котельной «Резерв» | | | 2,10 | | | | | | | |
| 53 | Замена аккумуляторных емкостей на котельной Центральная | | | | | | 10,00 | 5,00 | | | |
| 54 | Плановый капремонт котельной "Центральная" | | | | | | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 20,00 |

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

Индикаторы развития систем теплоснабжения городского поселения Слюдянка на весь расчетный период приведены в таблице 2.63.

Таблица 2.63 Индикаторы развития систем теплоснабжения городского поселения Слюдянка

| № п/п | Год / Индикатор | Ед. изм. | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023-2027 | 2028-2032 | 2033 - 2037 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1. | количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях | Ед. | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2. | количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии | Ед. | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3. | удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии | Тут/Гкал | | | | | | | | | |
| 4. | отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети | Гкал/м$^2$ | 0,791 | 0,776 | 0,776 | 0,776 | 0,776 | 0,776 | 0,776 | 0,776 | 0,776 |
| 5. | коэффициент использования установленной тепловой мощности | | | | | | | | | | |
| 6. | удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке | м$^2$/Гкал | 536,364 | 536,364 | 536,364 | 536,364 | 36,364 | 536,364 | 536,364 | 536,364 | 536,364 |
| 7. | доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме | % | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8. | удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии | Тут/кВт | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 9. | коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой | | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

| № п/п | Индикатор / Год | Ед. изм. | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023- | 2028- | 2033 - |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | энергии) | | | | | | | | | | |
| 10. | доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потре-бителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии | % | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11. | средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы тепло-снабжения) | | | | | | | | | | |
| 12. | отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной харак-теристике тепловых сетей | % | | | | | | | | | |
| 13. | отношение установленной тепловой мощности оборудова-ния источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источни-ков тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в | % | | | | | | | | | |

# Глава 14 "Ценовые (тарифные) последствия

## 14.1 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Показатели тарифно-балансовой модели по каждой системе теплоснабжения приведены в таблице 2.64.

Таблица 2.64 Показатели тарифно-балансовой модели по каждой системе теплоснабжения

| № п/п | Показатель | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023-2027 | 2028-2032 | 2033 - 2037 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Центральная котельная | | | | | | | | | | |
| 1. | Индексы-дефляторы МЭР | 105,3 | 104,4 | 104,3 | 104,3 | 104,3 | 104,3 | 113,5 | 113,5 | 113,5 |
| 2. | Баланс тепловой мощности, Гкал/ч | 1,462 | 1,462 | 1,462 | 1,462 | 1,404 | 1,404 | 1,404 | 1,462 | 1,462 |
| 3. | Баланс тепловой энергии, Гкал/ч | 0,834 | 0,834 | 0,834 | 0,834 | 0,834 | 0,834 | 0,834 | 0,834 | 0,834 |
| 4. | Топливный баланс, тут/год | 423,09 | 423,09 | 423,09 | 423,09 | 423,09 | 423,09 | 423,09 | 423,09 | 423,09 |
| 5. | Баланс теплоносителей, $м^3$/ч | 24,297 | 24,297 | 24,297 | 24,297 | 24,297 | 24,297 | 24,297 | 24,297 | 24,297 |
| 6. | Балансы холодной воды питьевого качества, $м^3$/год | 515,4 | 515,4 | 515,4 | 515,4 | 515,4 | 515,4 | 515,4 | 515,4 | 515,4 |
| 7. | Производственные расходы товарного отпуска, руб./Гкал | 638,49 | 666,58 | 695,24 | 725,14 | 756,32 | 788,84 | 895,33 | 1016,20 | 1153,39 |
| Котельная СМП | | | | | | | | | | |
| 1. | Индексы-дефляторы МЭР | 105,3 | 104,4 | 104,3 | 104,3 | 104,3 | 104,3 | 113,5 | 113,5 | 113,5 |
| 2. | Баланс тепловой мощности, Гкал/ч | 0,072 | 0,072 | 0,072 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,076 | 0,072 |
| 3. | Баланс тепловой энергии, Гкал/ч | 0,054 | 0,054 | 0,054 | 0,054 | 0,054 | 0,054 | 0,054 | 0,054 | 0,054 |
| 4. | Топливный баланс, тут/год | 20,95 | 11,73 | 11,73 | 11,73 | 11,73 | 11,73 | 11,73 | 11,73 | 11,73 |
| 5. | Баланс теплоносителей, $м^3$/ч | 2,614 | 2,614 | 2,614 | 2,614 | 2,614 | 2,614 | 2,614 | 2,614 | 2,614 |
| 6. | Балансы холодной воды питьевого качества, $м^3$/год | 55,5 | 55,5 | 55,5 | 55,5 | 55,5 | 55,5 | 55,5 | 55,5 | 55,5 |
| 7. | Производственные расходы товарного отпуска, руб./Гкал | 638,49 | 666,58 | 695,24 | 725,14 | 756,32 | 788,84 | 895,33 | 1016,20 | 1153,39 |

| № п/п | Показатель | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023-2027 | 2028-2032 | 2033-2037 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ООО «УКС» | | | | | | | | | | |
| 1. | Индексы-дефляторы МЭР | 105,3 | 104,4 | 104,3 | 104,3 | 104,3 | 104,3 | 113,5 | 113,5 | 113,5 |
| 2. | Баланс тепловой мощности, Гкал/ч | 1,534 | 1,534 | 1,534 | 1,542 | 1,484 | 1,484 | 1,484 | 1,538 | 1,534 |
| 3. | Баланс тепловой энергии, Гкал/ч | 0,888 | 0,888 | 0,888 | 0,888 | 0,888 | 0,888 | 0,888 | 0,888 | 0,888 |
| 4. | Топливный баланс, тут/год | 444,04 | 434,82 | 434,82 | 434,82 | 434,82 | 434,82 | 434,82 | 434,82 | 434,82 |
| 5. | Баланс теплоносителей, $м^3$/ч | 26,911 | 26,911 | 26,911 | 26,911 | 26,911 | 26,911 | 26,911 | 26,911 | 26,911 |
| 6. | Балансы электрической энергии, кВт*ч | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д |
| 7. | Балансы холодной воды питьевого качества, $м^3$/год | 570,9 | 570,9 | 570,9 | 570,9 | 570,9 | 570,9 | 570,9 | 570,9 | 570,9 |
| 8. | Тарифы на покупные энергоносители и воду, руб./$м^3$ | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д |
| 9. | Производственные расходы товарного отпуска, руб./Гкал | 638,487 | 666,58 | 695,24 | 725,14 | 756,32 | 788,84 | 895,33 | 1016,20 | 1153,39 |
| 10. | Производственная деятельность, руб./Гкал | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д |
| 11. | Инвестиционная деятельность, руб./Гкал | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д |
| 12. | Финансовая деятельность, руб./Гкал | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д | н/д |

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

Основные параметры формирования тарифов:

• тариф ежегодно формируется и пересматривается;

• в необходимую валовую выручку для расчета тарифа включаются экономически обоснованные эксплуатационные затраты;

• исходя из утвержденных финансовых потребностей реализации проектов схемы, в течение установленного срока возврата инвестиций в тариф включается инвестиционная составляющая, складывающаяся из амортизации по объектам инвестирования и расходов на финансирование реализации проектов схемы из прибыли с учетом возникающих налогов;

• тарифный сценарий обеспечивает финансовые потребности планируемых проектов схемы
и необходимость выполнения финансовых обязательств перед финансирующими организациями;
• для обеспечения доступности услуг потребителям должны быть выработаны меры сглаживания роста тарифов при инвестировании.

Таким образом, в рамках этой финансовой модели: тариф ежегодно пересматривается или
индексируется, но исходя из утвержденной инвестиционной программы; определен долгосрочный период, в течение которого в тариф включается обоснованная инвестиционная составляющая, обеспечивающая финансовые потребности инвестиционной программы. При этом тарифное регулирование становится более предсказуемым и обеспечивает финансирование производственной деятельности организации коммунального комплекса по поставкам тепловой энергии и инвестиционной деятельности в рамках утвержденной инвестиционной программы.

В большинстве случаев источниками финансирования инвестиционной программы в коммунальной сфере являются заемные средства (не менее 80% инвестиционных затрат), привлекаемые на срок 5-6 лет; тарифное сглаживание может быть обеспечено также постепенным «нагружением» тарифа инвестиционной составляющей, которая обеспечивает возврат и обслуживание привлеченных займов; при этом должен быть предусмотрен и согласован с банком индивидуальный график возврата займов неравными долями; это непривычно для банков, но достижимо и является самой эффективной и доступной мерой по сглаживанию тарифных последствий инвестирования; такая схема позволяет осуществить капитальные вложения (реконструкцию) в сжатые сроки, растянуть возврат инвестиций на 6-8 лет и обеспечить рост тарифной нагрузки на потребите-
лей ежегодно на уровне 15-22% (после этого срока тариф снижается на величину порядка 20-30%).

## Глава 15 "Реестр единых теплоснабжающих организаций"

В соответствии со статьей 2 п. 28 Федерального закона Российской Федерации от 27 июля 2010 г. №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».

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы

теплоснабжения.

В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации определяются границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

Критерии определения единой теплоснабжающей организации:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепла и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации;
- в случае наличия двух претендентов статус присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технической возможности и квалифицированного персонала по наладке мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, что обосновывается в схеме теплоснабжения.

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 настоящее время теплоснабжающей организацией, рассматриваемые котельные и тепловые сети непосредственным исполнителем – ООО "Управление коммунальными системами" г. Слюдянка. На балансе предприятия предлагается оставить все источники тепловой энергии и тепловые сети, так как ООО «УКС» является стабильно работающим предприятием, обеспечивающим устойчивое функционирование жилищно-коммунального хозяйства Иркутской области. Оно обеспечит выполнение комплексного развития и совершенствования сферы ЖКХ в районе, производства и реализации тепловой энергии, водоснабжения, водоотведения предприятиям и населению в соответствии с действующим законодательством РФ.

## Глава 16 "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения

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

Объединение котельных «Центральная» и «Рудо» в одну систему за счет строительства участка тепловой сети, соединяющего эти источники (рис. 7.1). При этом, котельная «Рудо», как резервный источник теплоснабжения, сможет покрывать только треть подключенной нагрузки котельной «Центральная».

Целесообразно выполнить подключение потребителей котельной «Дом ребенка» от котельной «Рудо». Котельную «Дом ребенка» законсервировать и использовать в начале-конце отопительного сезона для периодического протапливания и на случай аварийных ситуаций.

Также возможно подключение микрорайона «Стройка» от котельной «Перевал» при условии восстановления всех имеющихся котлов, т.е. увеличения мощности котельной до 13,5 Гкал/ч. Котельная «Стройка» сможет обеспечить микрорайон «Перевал» теплоносителем с пониженными параметрами в случае возникновения аварийной ситуации на котельной «Перевал» или на тепловых сетях микрорайона «Перевал».

Техническое перевооружение котельной «Стройка» - замена трёх водогрейных КВм-1,16 с топками ТШПМ-1,45 на два котла КВм-2,5 с топками ТШПМ-2,5 на существующих площадях.

## Глава 17 "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения

Предложения и замечания в период актуализации схемы теплоснабжения не поступили.

## Глава 18 "Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

В актуализированной схеме теплоснабжения внесены изменения о подключенной тепловой нагрузке и потребителях тепловой энергии, а также мероприятия реконструкции и модернизации источников теплоснабжения.

## «Решения по бесхозяйственным тепловым сетям»

Согласно статьи 15, пункт 6. Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ:

«В случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и определить организацию, которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

Принятие на учет ЕТО бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) осуществляется на основании постановления Правительства РФ от 17.09.2003г. №580.

Бесхозяйственные тепловые сети по предоставленной информации в Слюдянском городском поселении отсутствуют.