ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

Том 1

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

Том 1

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» Н.М. Тотьмянина
МП (подпись)

Глава городского округа - Глава администрации Красновишерского городского округа Е.В. Верещагин
МП
(подпись)

Пермь, 2021 г.

Оглавление

Введение 13

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 17

Общая часть. Краткая характеристика Красновишерского городского округа. 17

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения 24

а) Зоны действия производственных котельных 24

б) Зоны действия индивидуального теплоснабжения 24

Часть 2. Источники тепловой энергии 31

2.1. Источники тепловой энергии ООО «Теплосети» 31

а) Структура основного оборудования 31

б) Параметры установленной тепловой мощности котлов 32

в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности 33

г) Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто 33

д) Срок ввода в эксплуатацию котлов, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса 34

е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии) 34

ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя 34

з) Среднегодовая загрузка оборудования 34

и) Способы учёта тепла, отпущенного в тепловые сети 35

к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии 35

л) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии 36

2.2. Источники тепловой энергии ООО «Теплосети» 37

а) Структура основного оборудования 38

б) Параметры установленной тепловой мощности котлов 41

в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности 42

г) Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто 42

д) Срок ввода в эксплуатацию котлов, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса 43

е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии) 45

ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя 46

з) Среднегодовая загрузка оборудования 47

и) Способы учёта тепла, отпущенного в тепловые сети 48

к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии 49

л) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии 50

2.3. Источники тепловой энергии ООО «Теплосети» 50

а) Структура основного оборудования 50

б) Параметры установленной тепловой мощности котлов 52

в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности 53

г) Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто 53

д) Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса 54

е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии) 56

ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя 57

з) Среднегодовая загрузка оборудования 58

и) Способы учёта тепла, отпущенного в тепловые сети 59

к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии 60

л) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии 66

2.4. Источники тепловой энергии МКУ "Красновишерское ЖКХ"……66

Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты 68

3.1. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты, находящиеся в эксплуатации ООО «Теплосети» 68

а) Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект 68

б) Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии 68

в) Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки 69

г) Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях 73

д) Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов 73

е) Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности 73

ж) Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети 74

з) Гидравлические режимы тепловых сетей……75

и) Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет 75

к) Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов)

тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет 76

л) Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов 76

м) Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей 77

н) Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчёт отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя 77

о) Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учёта тепловой энергии 78

п) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения 81

р) Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространённых, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям 81

с) Сведения о наличии коммерческого приборного учёта тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учёта тепловой энергии и теплоносителя 82

т) Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи 83

у) Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций 83

ф) Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления..83

х) Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию..... 84

3.2. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты, находящиеся в эксплуатации ООО «Теплосети»..... 84

а) Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект..... 84

б) Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии 86

в) Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки 86

г) Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях 99

д) Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов..... 100

е) Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности..... 100

ж) Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети 101

з) Гидравлические режимы тепловых сетей 103

и) Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет 104

к) Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет 108

л) Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов 108

м) Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей 109

н) Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчёт отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя 109

о) Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учёта тепловой энергии 111

п) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения 114

р) Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространённых, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям 114

с) Сведения о наличии коммерческого приборного учёта тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по

установке приборов учёта тепловой энергии и теплоносителя 114

т) Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи..... 117

у) Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций 117

ф) Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления 117

х) Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....117

3.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты, находящиеся в эксплуатации ООО «Теплосети».....118

а) Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект 118

б) Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии 119

в) Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки 119

г) Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях 128

д) Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов.....129

е) Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....129

ж) Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети 130

з) Гидравлические режимы тепловых сетей 132

и) Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет 132

к) Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет 136

л) Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов 136

м) Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей 136

н) Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчёт отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя 137

о) Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учёта тепловой энергии 139

п) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения ... 142

р) Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространённых, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям 142

с) Сведения о наличии коммерческого приборного учёта тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учёта тепловой энергии и теплоносителя 143

т) Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи 144

у) Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций 145

ф) Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления 145

х) Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию 145

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии 146

Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии 152

а) Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления при расчётных температурах наружного воздуха 152

б) Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии 152

в) Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах

территориального деления за отопительный период и за год в целом 152

г) Значения потребления тепловой энергии при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии 150

д) Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение 153

Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии 166

а) Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединённой тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов 166

б) Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии 176

в) Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удалённого потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю 177

г) Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения 177

д) Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности 177

Часть 7. Балансы теплоносителя 177

а) Утверждённые балансы 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 177

б) *Утверждённые балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения* 185

Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом 186

а) Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии 186

б) Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями 187

в) Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки 187

г) Анализ поставки топлива в периоды расчётных температур наружного воздуха 189

Часть 9. Надёжность теплоснабжения 190

а) Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчёту уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии 190

б) Анализ аварийных отключений потребителей.....193

в) Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....193

Часть 10. Технико - экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций..... 193

Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения 205

а) Динамика утверждённых 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 учётом последних 3 лет 205

б) Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения 207

в) Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности 212

г) Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей 212

Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения округа, городского округа 213

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

установок потребителей) 213

б) Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения округа (перечень причин, приводящих к снижению надёжного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) 213
в) Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения 216

г) Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения 216

д) Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения 216

Введение

В настоящем документе представлены обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения территории Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года (далее по тексту - Схема теплоснабжения).

Разработка обосновывающих материалов проводилась в целях исполнения условий муниципального контракта от 18.06.2021 г. № 0156300040013000009-0180432-02

Заказчиком услуг по разработке Схемы теплоснабжения выступила Администрация Красновишерского городского округа.

ООО «ПрофПартнер» было выбрано исполнителем услуг по результатам открытого аукциона в электронной форме № 0156300040013000009.

В процессе работы специалистами исполнителя в качестве основных законодательных и нормативно-правовых актов применялись:

1. Градостроительный кодекс Российской Федерации;
2. Федеральный закон Российской Федерации от 06.10.2003 №131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации»;
3. Федеральный закон Российской Федерации от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
4. Федеральный закон Российской Федерации от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
5. Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
6. Постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требованиям к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
8. Постановление Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;
9. Постановление Правительства Российской Федерации 05.05.2014 № 410 «О порядке согласования и утверждения инвестиционных программ

организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, а также требований к составу и содержанию таких программ (за исключением таких программ, утверждаемых в соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике)»;

10. Постановление Правительства Российской Федерации 23.07.2007 № 464 «Об утверждении правил финансирования инвестиционных программ организаций коммунального комплекса - производителей товаров и услуг в сфере теплоснабжения»;

11. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.05.2014 № 452 «Об утверждении правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340»;

12. Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 28.05.2010 № 262 «О требованиях энергетической эффективности зданий, строений и сооружений»;

13. Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 28.12.2009 № 610 «Об утверждении правил установления и измерения (пересмотра) тепловых нагрузок»;

14. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии»;

15. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя»;

16. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 10.08.2012 № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения;

17. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 29.12-S012 № 565, приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от

29.12.2012 № 667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения»;

18. «СП 124.13330.2012. Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»;

19. СП 40-105-2002 «Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из стальных труб с индустриальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке»;

20. СП 41-107-2004 «Проектирование и монтаж подземных трубопроводов горячего водоснабжения из труб ПЭ-С с тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке»;

21. РД 50-34.698-90 «Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы»

22. МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации»;

23. СО - 153-34.20.523-2003, утвержденные Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003 № 278 «Об утверждении актов Министерства энергетики России по вопросам энергетической эффективности тепловых сетей»;

24. иные нормативно-правовые акты Российской Федерации, действующие на момент оказания услуг;

25. иные нормативно-правовые акты Пермского края, действующие на момент оказания услуг.

Главными целями разработки Схемы теплоснабжения стали:

- удовлетворение спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель;
- обеспечение надёжного теплоснабжения наиболее экономичным способом при минимальном воздействии на окружающую среду;
- экономическое стимулирование развития систем теплоснабжения;
- внедрение энергосберегающих технологий.

Актуализация схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа на срок 15 лет (на 2021 - 2040 годы) проводилась с соблюдением следующих принципов:

- обеспечения безопасности и надёжности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;
- обеспечения энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учётом требований, установленных

федеральными законами;

- обеспечения приоритетного использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для организации теплоснабжения с учётом экономической обоснованности;
- соблюдения баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- минимизации затрат на теплоснабжение в расчёте на единицу тепловой энергии для потребителей в долгосрочной перспективе;
- обеспечения недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- согласования схемы теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения Красновишерского городского округа Пермского края.

Схема теплоснабжения актуализировалась на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учётом перспективного развития на 15 лет, структуры топливного баланса, оценки состояния существующих источников тепла, тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надёжности, экономичности, а также на основе результатов инструментальных измерений режимных параметров работы оборудования источников тепла и тепловых сетей.

Необходимо отметить, что схема теплоснабжения является предпроектным документом, в котором обосновывается экономическая целесообразность и хозяйственная необходимость проектирования и строительства новых, расширения и реконструкции существующих теплоисточников и тепловых сетей.

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

Общая часть. Краткая характеристика Красновишерского городского округа

Красновишерский городской округ — один из самых северных округов Пермского края. Расположен в северо-восточной части Пермского края, на левом берегу реки Вишеры, (приток Камы).

Центром Красновишерского городского округа является г. Красновишерск.

Расстояние до железнодорожной станции Соликамск (конечной линии Пермь — Соликамск) — 100 км и 300 км к северу от Перми.

Численность населения Красновишерского городского округа за 2020 год составила 19170 человек.

Современная демографическая обстановка в данном городском округе характеризуется снижением рождаемости, переходом от расширенного к простому воспроизводству населения, прогрессирующему старению жителей и повышению смертности. Средний возраст населения — 33,7 года.

Жилой фонд Красновишерского городского округа предсавлен в таблице 1.

Таблица 1

№	Жилищный фонд	Жилых		Общая площадь, м^2	Количество проживающих
		кол-во	из них с Ц.О.		
1	2	3	4	5	6
	г. Красновишерск	537	295	294076,43	14636
I	*Муниципальный*	491	249	185141,53	9627
	МБУ	30	27	17647,23	795
	ООО «Жилищно-коммунальное обслуживание»	6	6	5132,20	219
	ООО «ВишераУправДом» »	22	22	30920,10	1469
	ООО «Жилищные	19	19	12806,50	583
	Дома, выбравшие непосредственный	366	145	100360,60	5517

	Дома не выбравшие	48	30	18274,90	1044
	ИТОГО:	491	249	185141,53	9627
II	*Ведомственный*	0	0	0,00	0
	Управляющая компания	0	0	0,00	0
	Дома, выбравшие непосредственный способ управления	0	0	0,00	0
	ИТОГО:	0	0	0,00	0
III	*Частный: ТСЖ, ЖСК*				
	ТСЖ	46	46	108934,90	5009
	ЖСК	0	0	0,00	0
	ИТОГО:	46	46	108934,90	5009
	Сельские территории				
I	*Муниципальный*	286	4	27514,50	965
	Ванекая сельская территория	169	0	14022,60	537
	Ви шерогорская сельская территория	0	0	0,00	0
	ЖК МУП «Верх-Язьвинское»	34	0	4878,50	93
	Усть-Язьвинская сельская территория	83	4	8613,40	335
	Дома, выбравшие непосредственный способ управления	0	0	0,00	0
II	*Ведомственный*	0	0	0,00	0
	Управляющая компания	0	0	0.00	0
	Дома, выбравшие непосредственный	0	0	0,00	0
ш	*Частный: ТСЖ*	0	0	0,00	0
	ИТОГО:	286	4	27514,50	965

	Всего по Красновишерскому городскому округу	823	299	321590,93	15601
	Всего муниципальный жилфонд по городскому округу	777	253	212656,03	10592

Площадь Красновишерского городского округа составляет - 15,4 тыс. кв. км.

Городской округ расположен в зоне тайги и характеризуется континентальным влажным климатом с холодной многоснежной зимой и умеренно-тёплым летом.

На климатические условия данного городского округа оказывают влияние с востока - сухие воздушные массы Азиатского материка, нагретые летом и сильно охлаждённые зимой, с запада влажный тёплый атлантический воздух, смягчающий температурные колебания и сопровождающийся установлением пасмурной погоды с выпадением обложных осадков.

Зима холодная и пасмурная с частыми метелями и мощным снежным покровом. Длится 6 месяцев с середины октября до начала апреля. Повторяемость морозных погод с температурами от -15 °С до -35 °С превышает 50% всего периода.

Весна характеризуется неустойчивой погодой с возрастанием холодов и резким увеличением числа солнечных дней.

Лето длится более 3-х месяцев с конца апреля до начала сентября. Преобладает пасмурная и дождливая погода, малооблачные и сухие дни повторяются в 20-30% случаев.

Летом выпадают обильные осадки в виде ливней, которые сопровождаются грозами, обложными дождями.

Осень на территории городского округа сырая, пасмурная, ветреная и дождливая, однако возможны и относительно тёплые, сухие дни.

Среднегодовая температура наружного воздуха составляет 0,1 °С. Самая низкая среднемесячная температура наблюдается в январе (-17,2 °С), самая высокая — в июле (16,8 °С). В редкие годы в эти месяцы могут наблюдаться морозы до -53 °С и жара до +36,0 °С.

В соответствии со СНиП 23-01-99* (СП 131.13330.2019) «Строительная климатология» температура наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 соответствует -37 °С, а температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,92 равна -42 °С. Продолжительность отопительного периода составляет 243 дня. Средняя температура воздуха в отопительный период составляет -6,7 °С. Средняя скорость ветра за отопительный период - 4,3 м/с.

Территория Красновишерского городского округа избыточно увлажнена. За год выпадает 686 мм осадков с максимумом летом и в начале осени (75-78 мм в месяц) и минимумом в феврале - марте (34-36 мм в месяц). Частые, сильные снегопады и устойчивая морозная погода с редкими оттепелями способствует накоплению к концу зимы мощного снежного покрова, достигающего в среднем 86 см высоты. Устойчивый снежный покров держится с конца октября до середины апреля. Грунт промерзает от 0,6 до 2,0 метров.

По строительно-климатическому районированию территория городского округа относится к зоне IB.

Территория Красновишерского городского округа расположена в периферийной части Приуральской равнины. Равнина характеризуется пологим слабовсхолмленным рельефом и имеет общий уклон на запад - северо-запад. С севера она ограничена сравнительно крутыми склонами Полюдова кряжа. Абсолютные отметки колеблются от 125 м в пойме реки Вишера до 245 м на водораздельной поверхности в восточной части округа.

Усть-Язьвинское сельское поселение расположено на западе Красновишерского городского округа.

Поселок Усть-Язьва является административным и экономическим центром поселения.

Общая площадь территории Усть-Язьвинского сельского поселения - 22300,27 га.

Численность населения Усть-Язьвенского сельского поселения на 01.01.2021, составляет - 1223 человека. Сельское поселение сформировано как муниципальное образование, в него входит 9 населенный пунктов.

Таблица 2. Населенные пункты Усть-Язьвинского сельского поселения

№ п/п	Населенный пункт	Количество жителей	Значимость населенного пункта
1	п. Усть-Язьва	600	развиваемый
2	п. Данилов Луг	270	сохраняемый
3	д. Федорцова	80	сохраняемый
4	с. Губдор	60	сохраняемый
5	п. Булатова	170	сохраняемый
6	д. Нижняя Язьва	70	сохраняемый
7	д. Ратегова	1	сохраняемый
8	д. Котомыш	3	сохраняемый
9	п. Березовая	177	сохраняемый

Климат умеренно-континентальный с суровой продолжительной зимой и теплым коротким летом. В течение всего года возможны поступления с севера холодных арктических воздушных масс.

Среднегодовая температура воздуха (-0,8). В годовом ходе самый холодный месяц - январь со среднемесячной температурой (-17,6), самый теплый - июль со среднемесячной температурой (+15,8). Абсолютный минимум температуры равен (-50,0), абсолютный максимум - (+36,0). Продолжительность безморозного периода в среднем составляет 116 дней. Общее число дней с положительной температурой - 190.

Территория относится к строительно-климатическому району IВ. Продолжительность отопительного периода - 249 дней.

Температура воздуха подвержена большим сезонным и суточным колебаниям. Тепловой режим определяется условиями солнечной радиации, циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности, высотой места над уровнем моря, особенностями рельефа.

В соответствии со Схемой территориального планирования Пермского края Красновишерский городской округ соответствует Красновишерской локальной системе (ЛСР) и входит в состав Северной зональной системы расселения (ЗСР) в рамках Красновишерской локальной системы (ЛСР) на 2050 год, включающей кроме него, еще 2 муниципальных образования - Гайнский муниципальный округ и Чердынский городской округ. Центр системы - г. Красновишерск. Прогнозная численность ЛСР оценивалась в 43,5 тыс. чел.

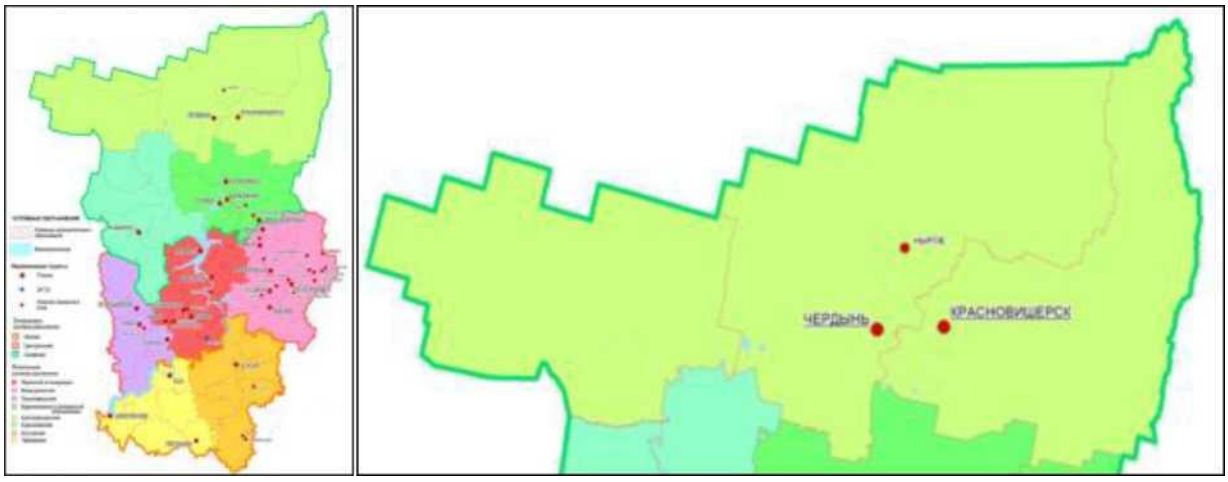


Рис. 1.1 - Положение Красновишерского городского округа в системе расселения Пермского края (по материалам Схемы территориального планирования Пермского края)

На рисунке 1.2 представлена карта градостроительного зонирования территории Красновишерского городского округа, на которой нанесены жилые, общественно-деловые, производственные, коммунальные, рекреационные и иные зоны.

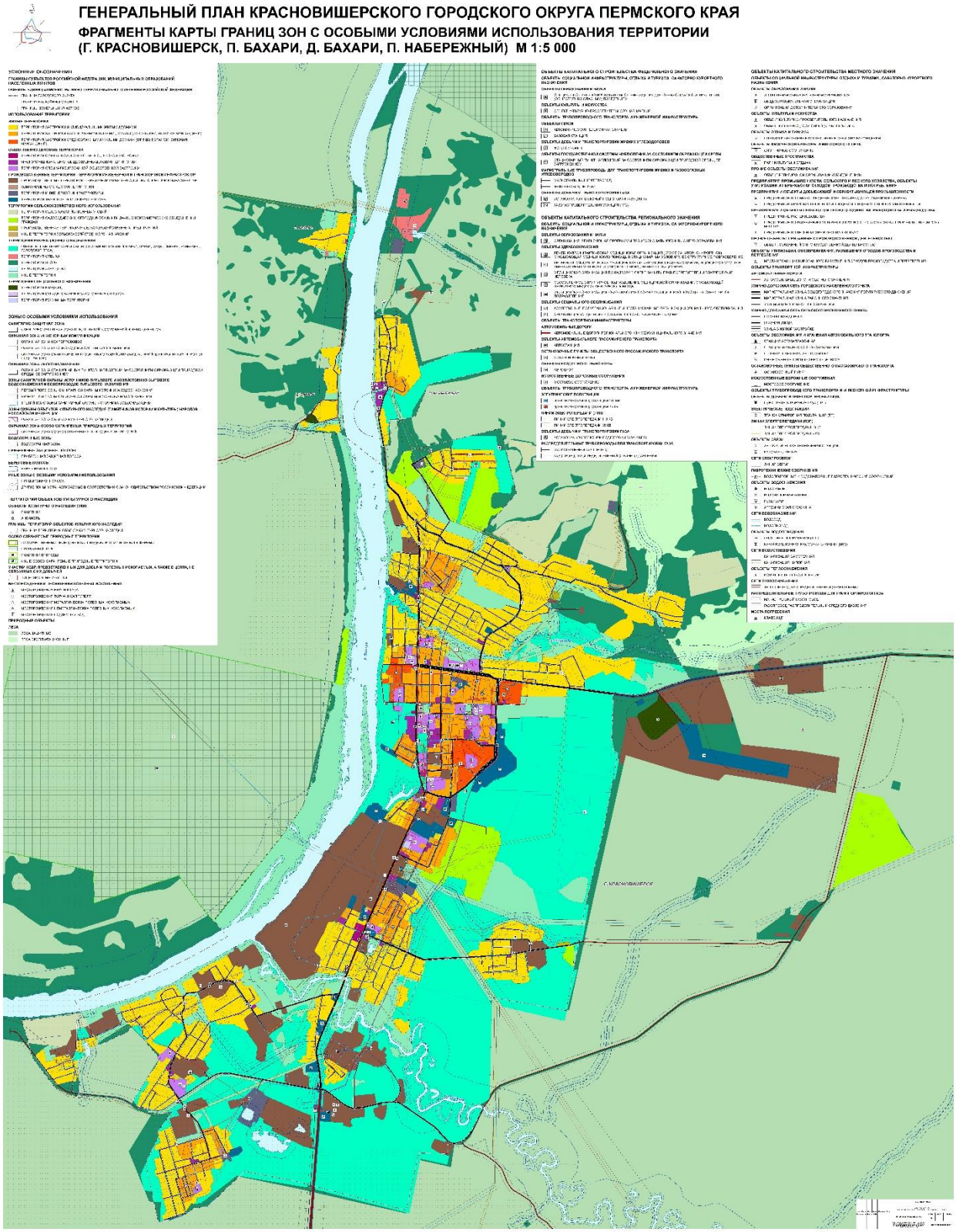


Рисунок 1.2 - Карта градостроительного зонирования территории Красновишерского городского округа

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

В Красновишерском городском округе функционирует одна теплоснабжающая организация, производящая, а затем и транспортирующая тепловую энергию потребителям - ООО «Теплосети».

Особенностью функциональной структуры централизованного теплоснабжения Красновишерского городского округа является то, что передача тепловой энергии от источника до потребителя полностью выполняется теплоснабжающей организацией.

В эксплуатационную зону действия ООО «Теплосети» входит источник тепловой энергии - котельная №11, а также присоединённые к нему тепловые сети. Котельная №11 обеспечивает теплоэнергией потребителей, расположенных в центральной части Красновишерского городского округа. С северо-запада эксплуатационная зона действия данной котельной заканчивается наиболее удалённой точкой подключения к тепловым сетям - зданием по ул. Береговая, д. 5, на северо-востоке - зданием по ул. К. Маркса, д. 40, на юго-востоке - зданием по ул. Маяковского, д. 28, на юго-западе - зданием по ул. Гагарина, д. 14.

В эксплуатационную зону действия ООО «Теплосети» включены так же системы теплоснабжения, источниками тепловой энергии в которых являются котельные №2, №3 и №7.

Зона действия котельной №2 расположена в южной части Красновишерского городского округа, а зоны действия котельных №3 и №7 - в центральной части. Таким образом, на северо-западе эксплуатационная зона действия данных котельных заканчивается зданием по ул. Чкалова, д. 32, на северо-востоке - зданием по ул. Чкалова, д. 39а, на юго-востоке - зданием по ул. Советская, д. 7, на юго- западе - зданием по ул. Спортивная, д. 26. Также в состав эксплуатационной зоны действия данной теплоснабжающей организации включена зона действия котельной №2 с севера ограниченная зданием по ул. Дружбы, д.9, а с юга - зданием по ул. Маршала Жукова, д. 22.

В эксплуатационную зону действия ООО «Теплосети» включены так же системы теплоснабжения, источниками тепловой энергии в которых являются котельные №1, №5 и №6.

Зоны действия котельных №5 и №1 расположены в центральной части Красновишерского городского округа. При этом котельная №5 находится ближе к реке Вишера, а котельная №1 ближе к восточной границе округа. Зона действия котельной №6 расположена южнее реки Вижаиха.

Наглядно эксплуатационные зоны действия теплоснабжающих организаций Красновишерского городского округа (с учётом зон действия котельных)

представлены на рисунке 2.

ООО «Теплосети» эксплуатирует системы теплоснабжения на основании концессионного соглашения от 31.05.2014 г., заключенного с арендодателем - Красновишерским городским округом. Срок пользования объектами концессионного соглашения, в числе которых 7 котельных (№1, №2, №3, №5, №6, №7, №11) и тепловые сети, установлен с 31.05.2014 г. по 30.05.2027 г.

Диспетчерские службы на предприятиях не созданы. Обязанности диспетчеров выполняют непосредственно работники теплоснабжающей организации (ИТР и рабочие), в соответствии с утверждаемым ежемесячно графиком дежурств.

В случае возникновения аварийных ситуаций в системах теплоснабжения предприятиями привлекается аварийно-восстановительная бригада ООО «Промтехсервис».

Централизованным теплоснабжением обеспечен только один населенный пункт Усть-Язьвенского сельского поселения - п. Усть-Язьва.

Теплоснабжающей организацией является МКУ «Красновишерское ЖКХ».

Теплоснабжение жилой и общественной застройки на территории поселка осуществляется по смешанной схеме. Часть жилого фонда, общественные здания и коммунально-бытовые предприятия подключены к централизованной системе теплоснабжения, которая состоит из котельной и тепловых сетей. Эту задачу решает Администрация Усть-Язвенского сельского поселения.

Основная индивидуальная жилая застройка и часть мелких общественных и коммунально-бытовых потребителей оборудованы автономным отоплением на твердом топливе.

Система теплоснабжения двухтрубная, закрытая, протяженность теплосети центрального отопления составляет 962 м.

В поселке Усть-Язьва находится одна котельная, расположенная по адресу: Маяковского 11-а.

а) Зоны действия производственных котельных

В Красновишерском городском округе производственной является котельная МУП «Водоканал-1», расположенная на очистных сооружениях канализации (далее - ОСК). В зоне действия данной котельной находятся только здания ОСК.

б) Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения расположены на территории Красновишерского городского округа в местах индивидуальной малоэтажной жилой застройки (1 - 2 этажа). Здания в этой зоне не присоединены

к системам централизованного теплоснабжения. В качестве индивидуальных отопительных систем используются печи, горячее водоснабжение обеспечивается за счёт индивидуальных водонагревателей, либо за счёт дровяных колонок.

По состоянию на 01.02.2021 г. общая площадь зданий, включённых в состав зоны действия индивидуального теплоснабжения, составила 45441,5 кв. м., их подробный перечень представлен в таблице 2.

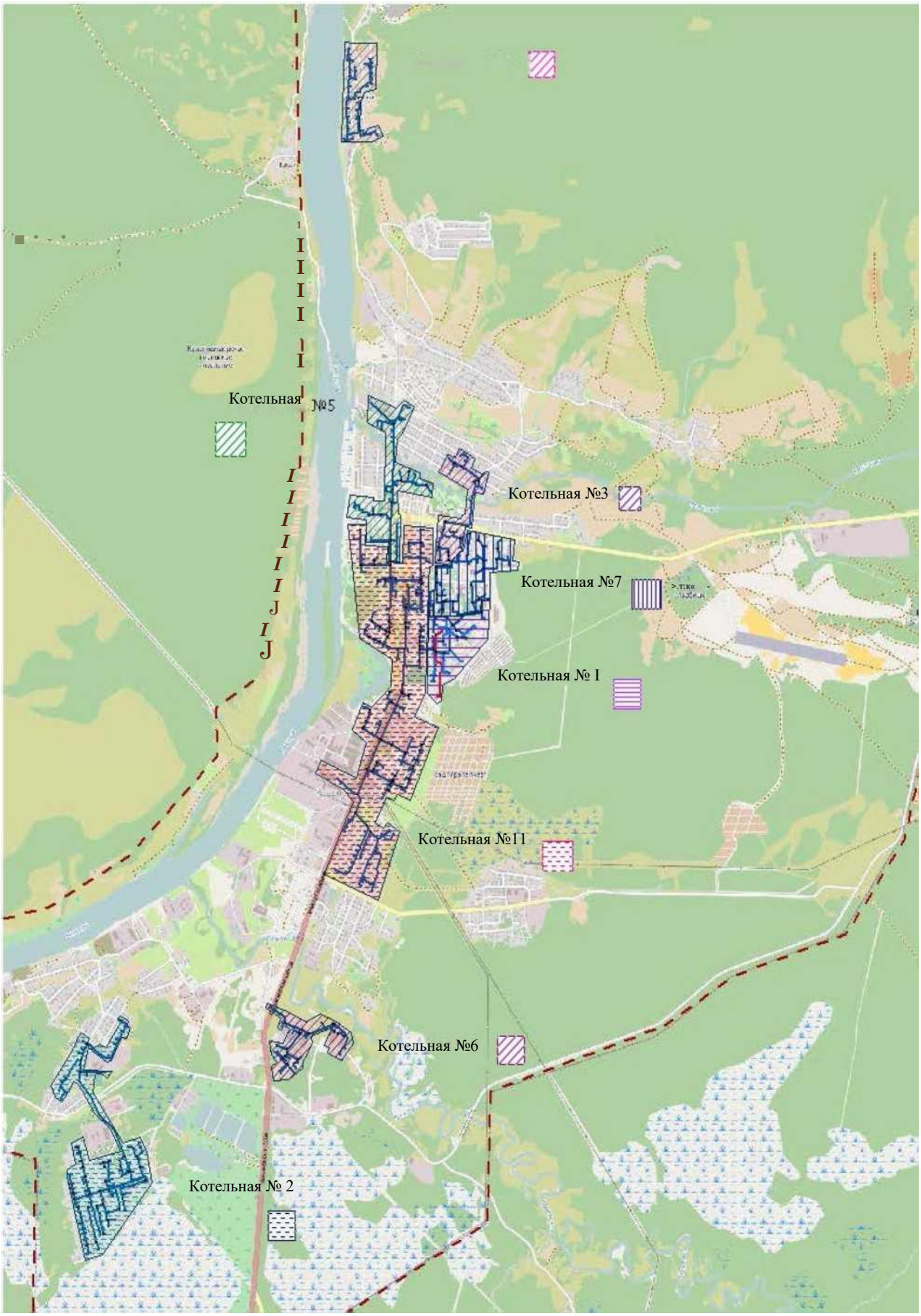

Котельная №5
Котельная №3
Котельная №7
Котельная № I
Котельная №11
Котельная №6
Котельная № 2

Таблица 2

Перечень зданий, включённых в зону действия индивидуального теплоснабжения г. Красновишерска – центра Красновишерского городского округа

Наименование улицы		Номер дома	Общая площадь дома*, м^2	Общая площадь помещений*, м^2	Вид отопления	Вид горячего водоснабжения
1		2	3	4	5	6
ул.	1 Мая	13	279,5	250,4	Печное	Отсутствует
ул.	М.Горького	34	427,6	386,8	Печное	Отсутствует
ул.	8 Марта	10	310,6	270,7	Печное	Отсутствует
ул.	Гагарина	20	362	333	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Гагарина	22	373,1	343,9	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Гагарина	24	425,8	398,6	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Гагарина	73	512,6	469	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Гагарина	75	514,4	469	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Гагарина	77	519,3	473,7	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Гагарина	78	525,5	471,5	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Гагарина	79	532,1	477,8	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Гагарина	80	510,4	457,2	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Гагарина	81	528,4	481,7	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Гагарина	82	520,6	461,5	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Гагарина	84	533,1	489,7	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Гагарина	85	526,7	481,3	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Гагарина	86	526,7	482,2	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Гагарина	87	536,3	480,3	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Гагарина	88	550	492,9	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Дзержинского	11	510,5	469,4	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Дзержинского	13	515,2	470,7	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Дзержинского	15	507,6	471,5	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Дзержинского	17	525,7	473,5	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Дзержинского	19	525,5	480,1	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Дзержинского	21	505,5	457,3	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Дзержинского	26	553,7	475,8	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Заводская	1	348,8	322	Печное	Отсутствует
ул.	К.Маркса	19	511,9	466,5	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	К.Маркса	21	508,8	456,2	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	К.Маркса	23	527,6	480	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	К.Маркса	27	529,7	472,7	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	К.Маркса	29	544,2	480,4	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	К.Маркса	31	527,1	481,7	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	К.Маркса	38	520,4	475	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	К.Маркса	42	520,1	466,4	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Коммунальная	3	524,8	482,3	Печное	Отсутствует
ул.	Коммунальная	5	527	483,1	Печное	Отсутствует

Наименование улицы		Номер дома	Общая площадь дома*, м²	Общая площадь помеще-ний*, м²	Вид отопле ния	Вид горячего водоснабжения
1		2	3	4	5	6
ул.	Коммунальная	7	513	432,3	Печное	Отсутствует
ул.	Коммунальная	8	503,4	480,4	Печное	Отсутствует
ул.	Коммунистическая	2	515,7	468,5	Печное	Отсутствует
ул.	Коммунистическая	6	522	473,5	Печное	Отсутствует
ул.	Коммунистическая	8	520,6	487,2	Печное	Отсутствует
ул.	Коммунистическая	10	521	470,5	Печное	Отсутствует
ул.	Космонавтов	1	352	328,2	Печное	От дровяных колонок
ул.	Космонавтов	2	354	326	Печное	От дровяных колонок
ул.	Космонавтов	3	348	322,2	Печное	От дровяных колонок
ул.	Космонавтов	4	350	322,2	Печное	От дровяных колонок
ул.	Космонавтов	5	358	330,8	Печное	От дровяных колонок
ул.	Космонавтов	6	351	323,8	Печное	От дровяных колонок
ул.	Космонавтов	8	530,9	469,1	Печное	От дровяных колонок
ул.	Лесная	62	302	276,5	Печное	Отсутствует
ул.	Лесная	64	535	465,2	Печное	Отсутствует
ул.	Лоскутова	5а	539,4	473,1	Печное	От дровяных колонок
ул.	Лоскутова	8	219	190,9	Печное	Отсутствует
ул.	Матросова	33	252	231,9	Печное	Отсутствует
ул.	Матросова	35	316	289,2	Печное	Отсутствует
ул.	Молодежная	1	571	501,9	Печное	Отсутствует
ул.	Молодежная	2	544	475,3	Печное	Отсутствует
ул.	Молодежная	3	545	478,5	Печное	Отсутствует
ул.	Молодежная	4	540	472	Печное	Отсутствует
ул.	Молодежная	5	546	481	Печное	Отсутствует
ул.	Молодежная	6	535	469,8	Печное	Отсутствует
ул.	Молодежная	7	539	469	Печное	Отсутствует
ул.	Молодежная	8	545	469,2	Печное	Отсутствует
ул.	Молодежная	9	547	486,3	Печное	Отсутствует
ул.	Новая	40	343	317,5	Печное	Отсутствует
ул.	Победы	20	359	326,3	Печное	От дровяных колонок
ул.	Победы	21	309	283,3	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Победы	23	355	329,8	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Победы	25	340	315,9	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Северная	33	229	201,8	Печное	Индивидуальный водонагреватель
ул.	Сплавщиков	1	357	330	Печное	От дровяных колонок
ул.	Сплавщиков	2	353	326,1	Печное	От дровяных колонок
ул.	Сплавщиков	3	339	302,2	Печное	От дровяных колонок
ул.	Сплавщиков	5	334	301,5	Печное	От дровяных колонок
ул.	Сплавщиков	8	333	306,1	Печное	От дровяных колонок
ул.	Сплавщиков	9	538	466	Печное	От дровяных колонок
ул.	Сплавщиков	10	546	481,8	Печное	От дровяных колонок
ул.	Сплавщиков	12	550	483,9	Печное	От дровяных колонок

Наименование улицы		Номер дома	Общая площадь дома*, м^2	Общая площадь помещений*, м^2	Вид отопления	Вид горячего водоснабжения
1		2	3	4	5	6
ул.	Сплавщиков	13	542	475,9	Печное	От дровяных колонок
ул.	Сплавщиков	14	548	481,6	Печное	От дровяных колонок
ул.	Сплавщиков	15	552	485,2	Печное	От дровяных колонок
ул.	Сплавщиков	16	529	462,5	Печное	От дровяных колонок
ул.	Сплавщиков	18	543	476,9	Печное	От дровяных колонок
ул.	Сплавщиков	19	551	484,9	Печное	От дровяных колонок
ул.	Березниковская	19	214,5	207	Печное	Отсутствует
ул.	Березниковская	27	126,9	126,9	Печное	Отсутствует
ул.	Боровая	11	155,6	155,6	Печное	Отсутствует
ул.	Беляева	6	109,6	109,6	Печное	Отсутствует
ул.	Беляева	8	90,8	90,8	Печное	Отсутствует
ул.	Гагарина	4	258	258	Печное	Отсутствует
ул.	Гагарина	4а	158,7	158,7	Печное	Отсутствует
ул.	Гагарина	5	256,3	256,3	Печное	Отсутствует
ул.	Гагарина	6а	114,4	114,4	Печное	Отсутствует
ул.	Гагарина	8а	157,2	157,2	Печное	Отсутствует
ул.	Новая	31	116,4	116,4	Печное	Отсутствует
ул.	Нефтяников	1	93,1	93,1	Печное	Отсутствует
ул.	Островского	2	154,1	154,1	Печное	Отсутствует
ул.	Островского	8	167,5	167,5	Печное	Отсутствует
ул.	Островского	9	153,6	153,6	Печное	Отсутствует
ул.	Островского	20	160,5	160,5	Печное	Отсутствует
ул.	Островского	21	154,1	154,1	Печное	Отсутствует
ул.	Островского	22	160,6	160,6	Печное	Отсутствует
ул.	Октябрьская	3а	363,5	349,5	Печное	Отсутствует
ул.	Октябрьская	6	156,6	156,6	Печное	Отсутствует
ул.	9-я Пятилетка	3	160,8	160,8	Печное	Отсутствует
ул.	9-я Пятилетка	4	153,7	153,7	Печное	Отсутствует
ул.	9-я Пятилетка	11	90,4	90,4	Печное	Отсутствует
ул.	Толстого	2	154,8	154,8	Печное	Отсутствует
ул.	Толстого	3	154,8	154,8	Печное	Отсутствует
ул.	Толстого	5	157,7	157,7	Печное	Отсутствует
ул.	Толстого	7	156,3	156,3	Печное	Отсутствует
ул.	Толстого	9	153,6	153,6	Печное	Отсутствует
ул.	Толстого	22	268,7	268,7	Печное	Отсутствует
ул.	Яковлева	12	126,9	126,9	Печное	Отсутствует
ул.	Яковлева	19	131,1	131,1	Печное	Отсутствует
ул.	Яковлева	20	169,7	169,7	Печное	Отсутствует
ул.	Яборова	5	207	207	Печное	Отсутствует
ул.	1 М.Горького	26	262,5	262,5	Печное	Отсутствует
ул.	Толстого	1	157,7	157,7	Печное	Отсутствует
	Итого:		**45441,5**	**41445,7**		

Часть 2. Источники тепловой энергии

Как указывалось выше, на территории Красновишерского городского округа функционирует теплоснабжающая организация ООО «Теплосети», эксплуатирующая семь источников тепловой энергии и присоединённые к ним тепловые сети и теплоснабжающая организация МКУ «Красновишерское ЖКХ», эксплуатирующая один источник тепловой энергии и присоединённые к ним тепловые сети в п. Усть-Язьва.

В связи с этим, характеристика источников тепловой энергии выполнена исходя из условий хозяйствования теплоснабжающей организации.

2.1. Источники тепловой энергии ООО «Теплосети»

ООО «Теплосети» эксплуатирует отопительную котельную №11 (местонахождение - ул. Гагарина), введённую в действие с 2014 года.

В котельной установлены водогрейные котлы марки: КВ-ГМ-4,4-115 - 1шт.; КВ-ГМ-4 - 1шт; Термотехник ТТ-100 - 1шт.; КСВ-3.0 - 1шт.; Термотехник ТТ-100 - 1шт.. Основным видом топлива для них является газ, резервным - дизельное топливо.

Установленная мощность котельной составляет 18,29 Гкал/час. Теплоносителем является горячая вода.

Производимая данной котельной тепловая энергия поставляется для нужд отопления.

В таблице 2.1.1 приведена структура основного оборудования котельной №11.

а) Структура основного оборудования

Таблица 2.1.1

Структура основного оборудования источника тепловой энергии, эксплуатируемого ООО «Теплосети» (вместе с техническими характеристиками)

№ п/п	Наименование оборудования котельной	тип, марка	Кол-во, шт.		Технические характеристики оборудования		
					Наименование	Ед.изм.	Значение
Котельная №11							
1	Котлы	КВ-ГМ-4-115 №1	1	шт.	Установленная мощность	Гкал/час	4
		ТермотехникТТ-100№2	1	шт.			3,6
		КСВ-3.0 №3	1	шт.			2,6
		КВ-ГМ-4,4-115 №4	1	шт.			3,79
		ТермотехникТИТ-100№5	1	шт.			4,3
		Итого:					18,29

№ п/п	Наименование оборудования котельной	тип, марка	Кол-во, шт.		Технические характеристики оборудования		
					Наименование	Ед.изм.	Значение
2	Насосы сетевые	1Д315-71а	3	шт.	Производительность	нм³/ч	300,0
					Напор	м	62,0
					Мощность	кВт	90,0
		Итого:	**3**				
3	Насосы подпиточные	КМ 80-65-160	2	шт.	Производительность	нм³/ч	50,0
					Напор	м	32,0
					Мощность	кВт	7,5
		Итого:	**2**				
4	Насосы рецирку-ляционные	КМ 80-65-160	2	шт.	Производительность	нм³/ч	50,0
					Напор	м	32,0
					Мощность	кВт	7,5
		Итого:	**2**				
5	Дымососы	ДН - 8м	4	шт.	Производительность	м³/ч	10460
					Мощность	кВт	15
		Итого:	**4**				
6	Вентиля-торы	ВДН -8м	4	шт.	Производительность	м³/ч	10460
					Мощность	кВт	15
		Итого:	**4**				

Химводоочистка (далее — ХВО) осуществляется с применением дозатора типа: ДЭ-40.

Для автоматического управления водогрейными котлами, работающими на газообразном топливе, используется блок управления - БУК- 03(У). Блок имеет три канала измерения и регулирования - температуры воды на выходе из котла, давление топлива и давление воздуха перед горелкой, разрежение в топке.

в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

В процессе анализа технических и технологических характеристик котельной №11 ограничения тепловой мощности не выявлены.

Параметры располагаемой тепловой мощности приведены в таблице 2.1.3.

Таблица 2.1.3

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Существующая располагаемая мощность в сетевой воде, Гкал/час	Существующие ограничения тепловой мощности, Гкал/час
1	Котельная №11	18,29	0
	Всего по теплоснабжающей организации:	**18,29**	**0**

г) Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто

Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по источнику теплоэнергии приведены в таблице 2.1.4.

Таблица 2.1.4

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Значение показателя по котельной №11
1	Объём потребления тепловой энергии на собственные нужды (факт 2019 г.)	Гкал/час	0,118
2	Объём потребления тепловой энергии на хозяйственные нужды	Гкал/час	0
3	Затраты теплоносителя на собственные нужды	Гкал/час	0
4	Затраты теплоносителя на хозяйственные нужды	Гкал/час	0
5	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/час	18,29
6	Существующая тепловая мощность нетто	Гкал/час	18,29

д) Срок ввода в эксплуатацию котлов, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Таблица 2.1.5

		Котельная №11				
	енование меро приятия	КВГМ-4 №1	Термотехник ТТ-100 №2	КСВ-3.0 №3	4,4-115 4	Термотехник ТТ100 №5
	а в эксплуата- цию	2021	2021	2021	2007	2020
	оведения оче- внутреннего и испытания ВО	08.06.2021 г.	30.06.2021 г.	23.06.2021 г.	27.06.2021 г.	26.06.2021г.
	оведения оче- испытания на ть и плотность	021 г.	021 г.	2021 г.	021 г.	26.06.2021г.
	оведения ре- аладочных	018 г.	018 г.	2018 г.	018 г.	26.06.2021г.
	редного про- режимно- ных работ на	да; 021 г.)	да; 021 г.)	ода; 2021 г.)	да; 021 г.)	3 года; (27.09.2021 г.)
	жбы котла, лет	38	13	11	14	13
	нный срок котла, лет (по 563-93 (2003))	)	)	0	)	10
	ние от назна- срока службы (+; ю ГОСТ 21563-))	28	3	1	4	3

Как видно из таблицы 2.1.5 фактический срок службы котлов не превышает назначенный срок службы, предусмотренный ГОСТ 21563-93 «Котлы водогрейные. Основные параметры и технические требования».

Основными мероприятиями по продлению ресурса котлов, проводимыми теплоснабжающей организацией, являются:

- гидравлическое испытание котлов пробным давлением;
- анализ результатов контроля, исследований, прочностных расчётов и гидравлического испытания;
- наружный и внутренний осмотры;

- измерительный контроль;
- ремонты: текущий и капитальный (при необходимости).

е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)

Источник тепловой энергии — котельная №11 — работает в режиме не-комбинированной выработки тепловой энергии, в связи с этим схему выдачи тепловой мощности, структуру теплофикационных установок для источника, работающего в режиме комбинированной выработки, описать не представляется возможным.

Совокупность элементов и цепей связи, отражающих технологические процессы производства нагретой воды в энергетических установках котельной №11, представлена в виде принципиальной тепловой схемы, приведённой в приложении 1.

Схема теплосети закрытая. Отпуск теплоты внешним потребителям от котельной осуществляется по одному выводу Dy = 400 мм.

Для выдачи тепловой энергии на котельной установлены три сетевых насоса марки: 1Д315-71а, для подпитки - два подпиточных насоса марки: КМ 80-65-160. Также установлены два рециркуляционных насоса марки: КМ-80-65-160. Основные характеристики насосов приведены выше - в таблице 2.1.1.

Котельная №11 имеет два ввода холодной воды: с водопровода Dy = 50 мм и с артезианской скважины Dy = 57 мм. В качестве исходной воды для подпитки теплосети используется вода с артезианской скважины.

Процесс химводоочистки осуществляется с помощью дозатора ДЭ-40. Дозатор ДЭ-40 предназначен для дозировки в малых количествах раствора окисиэтилидендифосфоновой кислоты (ОЭДФ), других комплексонов, а так же растворов реагентов, разрешённых санитарными органами для обработки воды закрытых систем теплоснабжения с избыточным давлением до 0,6 МПа (6 кгс/см^2) в стационарных отопительных котельных.

Ингибирующее действие ОЭДФ кислоты основано на избирательной адсорбции на активных центрах образующихся кристаллам накипи, что препятствует как росту кристаллов накипи, так и тормозит зарождение центров кристаллизации, меняет форму кристаллов.

Безопасная эксплуатация котлов обеспечивается за счёт автоматики регулирования.

ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Отпуск тепловой энергии потребителям осуществляется по утверждённому

температурному графику - 85/65 ^{0}С.

Регулирование отпуска теплоэнергии - центральное качественное, заключающееся в изменении температуры воды в подающем трубопроводе в зависимости от метрологических параметров, прежде всего от температуры наружного воздуха. Расчётный расход циркулирующей в системе воды при этом методе поддерживается постоянным.

Принятый температурный график работы котельной №11 представлен в таблице 2.1.6.

Таблица 2.1.6

Тн.в.	Т1 срез	Т3 срез	Т2 срез	Т1	Т 3	Т2
8	37,7	36,7	33,5	37,7	36,7	33,5
7	38,9	37,8	34,4	38,9	37,8	34,4
6	40,1	38,9	35,2	40,1	38,9	35,2
5	41,3	40,0	36,1	41,3	40,0	36,1
4	42,5	41,1	36,9	42,5	41,1	36,9
3	43,7	42,2	37,7	43,7	42,2	37,7
2	44,8	43,2	38,5	44,8	43,2	38,5
1	46,0	44,3	39,3	46,0	44,3	39,3
0	47,1	45,3	40,1	47,1	45,3	40,1
-1	48,2	46,4	40,9	48,2	46,4	40,9
-2	49,3	47,4	41,6	49,3	47,4	41,6
-3	50,4	48,4	42,4	50,4	48,4	42,4
-4	51,5	49,4	43,1	51,5	49,4	43,1
-5	52,6	50,4	43,9	52,6	50,4	43,9
-6	53,7	51,4	44,6	53,7	51,4	44,6
-7	54,8	52,4	45,3	54,8	52,4	45,3
-8	55,9	53,4	46,0	55,9	53,4	46,0
-9	56,9	54,4	46,8	56,9	54,4	46,8
-10	58,0	55,4	47,5	58,0	55,4	47,5
-11	59,0	56,3	48,2	59,0	56,3	48,2
-12	60,1	57,3	48,9	60,1	57,3	48,9
-13	61,1	58,2	49,6	61,1	58,2	49,6
-14	62,2	59,2	50,3	62,2	59,2	50,3
-15	63,2	60,1	50,9	63,2	60,1	50,9
-16	64,2	61,1	51,6	64,2	61,1	51,6
-17	65,3	62,0	52,3	65,3	62,0	52,3
-18	66,3	63,0	53,0	66,3	63,0	53,0
-19	67,3	63,9	53,6	67,3	63,9	53,6
-20	68,3	64,8	54,3	68,3	64,8	54,3
-21	69,3	65,7	54,9	69,3	65,7	54,9
-22	70,3	66,6	55,6	70,3	66,6	55,6
-23	71,3	67,6	56,2	71,3	67,6	56,2
-24	72,3	68,5	56,9	72,3	68,5	56,9
-25	73,3	69,4	57,5	73,3	69,4	57,5
-26	74,3	70,3	58,2	74,3	70,3	58,2

-27	75,3	71,2	58,8	75,3	71,2	58,8
-28	76,3	72,1	59,4	76,3	72,1	59,4
-29	77,3	73,0	60,1	77,3	73,0	60,1
-30	78,2	73,9	60,7	78,2	73,9	60,7
-31	79,2	74,7	61,3	79,2	74,7	61,3
-32	80,2	75,6	61,9	80,2	75,6	61,9
-33	81,2	76,5	62,6	81,2	76,5	62,6
-34	82,1	77,4	63,2	82,1	77,4	63,2
-35	83,1	78,3	63,8	83,1	78,3	63,8
-36	84,0	79,1	64,4	84,0	79,1	64,4
-37	85,0	80,0	65,0	85,0	80,0	65,0
-38	85,0	80,0	64,8	86,0	80,9	65,6
-39	85,0	79,9	64,6	86,9	81,7	66,2
-40	85,0	79,9	64,4	87,9	82,6	66,8

Выбор графика отпуска тепла обусловлен технологическими особенностями оборудования источника, тепловых сетей и потребителей.

з) Среднегодовая загрузка оборудования

Состав работающего оборудования на котельной определяется в зависимости от фактического значения отпуска тепловой энергии потребителям с учётом режимных карт.

Среднегодовая загрузка оборудования находится в пределах 31,4 - 38,2% в течение последних трёх лет. Данное обстоятельство обусловлено тем, что все четыре котла работают одновременно только в условиях температурного минимума наружного воздуха. Обычный состав работающего оборудования в отопительный период - два котла.

Информация о среднегодовой загрузке приведена в таблице 2.1.7.

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	**2019 г.**	**2020 г.**	**2021 г.**
1	Выработка тепловой энергии источником в течение года	Гкал	33800,2	27770,5	29440
2	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/час	18,29	18,29	18,29
3	Число часов использования установленной тепловой мощности источника теплоснабжения	час/год	2230	1832	1942
4	Число часов работы источника теплоснабжения	час/год	5832	5832	5832
5	Среднегодовая загрузка оборудования	%	38,2	31,4	33,3

и) Способы учёта тепла, отпущенного в тепловые сети

Учёт количества тепла, отпущенного в тепловые сети для целей отопления, ведётся с помощью двух тепловычислителей марки: «ТСРВ-026М». Тепловычислители обеспечивают:

- измерение с помощью первичных преобразователей текущих значений

расхода, температуры и давления в трубопроводах и определение текущих и средних за интервал архивирования значений параметров теплоносителя;

- определение значений тепловой мощности и количества теплоты в теплосистеме.

Кроме того, в котельной №11 организован коммерческий учёт всех энергоресурсов, используемых в процессе производства теплоэнергии (электроэнергии, газа, холодной воды). В таблице 2.1.8 приведены данные об установленных средствах измерения, учёта и контроля.

Таблица 2.1.8

Средства измерения, учёта и контроля параметров энергоносителей, включая холодную воду, на котельной №11

Наименование энерго-носителя	Наименование прибора	Тип прибора	Количество, шт.
Тепловая энергия	счётчик тепловой энер гии	ТСРВ-026М	2
Электрическая энергия	счётчик электрической энергии	СО-и446М	1
		ЦЭ 6822	1
Холодная вода	счётчик холодной воды	Взлёт Эр	1
Подпиточная вода	счётчик холодной воды	ВМХ-50	1
Природный газ	счётчик газа	СВГ.М -2500	1

к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы основного и вспомогательного оборудования за последние три года не повлияли на конечных потребителей.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №11, эксплуатируемой ООО «Теплосети», отсутствуют.

2.2. Источники тепловой энергии ООО «Теплосети»

ООО «Теплосети» эксплуатирует так же отопительные котельные №2, №3 и №7.

Котельная №2 (местонахождение - пос. Нефтяников) введена в действие с

1983 года.

В котельной установлены водогрейные котлы марок: КСВа-2.0; ПК-ГМ-6.5; КВ-М-1.0-115; ВК-ГМ-2.5. Основным видом топлива для них является газ, резервным - дизельное топливо.

Установленная мощность котельной составляет 9,08 Гкал/час.

Теплоносителем является горячая вода.

Производимая данной котельной тепловая энергия поставляется для нужд отопления и горячего водоснабжения.

Котельная №3 (местонахождение - ул. Коммунальная) введена в действие с 1996 года.

В котельной установлены водогрейные котлы марок: «КВ-М- 2,5-115» (1 шт.), «КВ-М-2,0-115» (2 шт.), «SLK-3V-2.5» (1 шт.). Основным видом топлива для них является газ, резервным - дизельное топливо.

Установленная мощность котельной №3 составляет 8,08 Гкал/час.

Теплоносителем является горячая вода.

Производимая котельной №3 тепловая энергия поставляется для нужд отопления и горячего водоснабжения.

Котельная №7 (местонахождение - ул. Школьная) введена в действие с 1997 года.

В котельной до 2020 года были установлены три водогрейных котла марок: «ПКГМ-6,5», «КВ-ГМ-2,5», «ВКГМ-4». В 2020 году был произведён монтаж четвёртого котла марки: «ЗИОСАБ-5000» (мощность 4,3 Гкал/ч). Основным видом топлива для них является газ, резервным - дизельное топливо.

Установленная мощность котельной №7 составляет 14,8 Гкал/час.

Теплоносителем является горячая вода.

Производимая котельной №7 тепловая энергия поставляется для нужд отопления и горячего водоснабжения.

В таблице 2.2.1 приведена структура основного оборудования котельных №2, №3 и №7.

а) Структура основного оборудования

Таблица 2.2.1

Структура основного оборудования источников тепловой энергии, эксплуатируемых ООО «Теплосети» (вместе с техническими характеристиками)

№ п/п	Наименование оборудования котельной	тип, марка	Кол-во, шт.		Технические характеристики оборудования		
					Наименование	Ед.изм.	Значение
Котельная №2							
1	Котлы	ВК-ГМ-2,5 №1	1	шт.	Установленная мощность	Гкал/час	2,5
		КСВа-2 №2	1	шт.			1,72
		ПКГМ-6,5 №3	1	шт.			4,0
		КВ-М-1,0-115	1	шт.			0,86
		Итого:					9,08

№ п/п	Наименование оборудования котельной	тип, марка	Кол-во, шт.		Технические характеристики оборудования		
					Наименование	Ед.изм.	Значение
2	Насосы сетевые	1Д315-71	2	шт.	Производительность	нм³/ч	315
					Напор	м	71
					Мощность	кВт	90
		Итого:	**2**				
	Насосы сетевые (лето)	К80-65-160	1	шт.	Производительность	нм³/ч	50
					Напор	м	50
					Мощность	кВт	7,5
		Итого:	**1**				
3	Насосы под-питочные	К45/30	2	шт.	Производительность	нм³/ч	45
					Напор	м	32
					Мощность	кВт	7,5
		Итого:	**2**				
4	Насосы ГВС	КМ 80-65-160	2	шт.	Производительность	нм³/ч	50
					Напор	м	50
					Мощность	кВт	7,5
		Итого:	**2**				
5	Вентиляторы	ЭВВМ-6	2	шт.	Производительность	м³/ч	600
					Напор	м	560
					Мощность	кВт	18
		ЭВВМ-2	1	шт.	Производительность	м³/ч	300
					Напор	м	200
					Мощность	кВт	7,5
		Итого:	**3**				
6	Водоводяной подогреватель	16ОСТ-325	2	шт.	н.д.	-	н.д.
		Итого:	**2**				

Котельная №3							
1	Котлы	КВ-Гн-2,5-115 №1	1	шт.	Установленная мощность	Гкал/час	2,04
		КВ-Г-2,0 -115 №2	1	шт.			2,0
		КВ-Г-2,0-115 №3	1	шт.			2,0
		SLK-3V-2,5 №4	1	шт.			2,04
		Итого:	**4**				**8,08**
1	Насос сетевой	К150-125-250	1	шт.	Производительность	нм³/ч	150
					Напор	м	20
					Мощность	кВт	18,5
2	Насос сетевой	К290-30	1	шт.	Производительность	нм³/ч	250
					Напор	м	24
					Мощность	кВт	30,0
3	Насос сетевой	К45/30	2	шт.	Производительность	нм³/ч	45
					Напор	м	30
					Мощность	кВт	7,5
Итого:			4	шт.			

№ п/п	Наименование оборудования котельной	тип, марка	Кол-во, шт.		Технические характеристики оборудования		
					Наименование	Ед.изм.	Значение
4	Насосы подпиточные	К20/30	2	шт.	Производительность	нм³/ч	20
					Напор	м	30
					Мощность	кВт	4
		Итого:	**2**				
5	Насосы рециркуляционные	нет	-	-	Производительность	нм³/ч	-
					Напор	м	-
					Мощность	кВт	-
		Итого:					
6	Дымососы	ВР-300-45-4	3	шт.	Производительность	м³/ч	6500
					Мощность	кВт	5,5
		Итого:	**3**				
7	Вентиляторы	ВР-300-45-2	3	шт.	Производительность	м³/ч	3900
					Напор	м	205
					Мощность	кВт	3
		UPM65-315	1	шт.	Производительность	м³/ч	4500
					Напор	м	н. д.
					Мощность	кВт	н. д.
		Итого:	**4**				
8	Водоводяной подогреватель	14ОСТ-325	1	шт.	н.д.	-	н.д.

Котельная №7							
1	Котлы	ПКГМ-6,5 №1	1	шт.	Установленная мощность	Гкал/час	4,0
		КВ-ГМ-2,5 №2	1	шт.			2,5
		ВКГМ-4 №3	1	шт.			4,0
		Итого:	**3**				**10,5**
	с 2020 г.	ЗИОСАБ-5000	1	шт.			4,3
		Всего:	**4**				**14,8**

1	Насос сетевой	NL 125/200-75-2-12	1	шт.	Производительность	нм³/ч	300
					Напор	м	50
					Мощность	кВт	75
2	Насос сетевой	1Д315-71	1	шт.	Производительность	нм³/ч	315
					Напор	м	71
					Мощность	кВт	90,0
3	Насос сетевой	К200-150-300	2	шт.	Производительность	нм³/ч	300
					Напор	м	42
					Мощность	кВт	45
		Итого:	4	шт.			

3	Насосы подпиточные	1К20-30	2	шт.	Производительность	нм³/ч	-
					Напор	м	-
					Мощность	кВт	-
		Итого:	6	шт.			

№ п/п	Наименование оборудования котельной	тип, марка	Кол-во, шт.		Технические характеристики оборудования		
					Наименование	Ед.изм.	Значение
4	Насосы рециркуляционные	нет	-	шт.	Производительность	нм^3/ч	-
					Напор	м	-
					Мощность	кВт	-
		Итого:					
5	Дымососы	нет	-	шт.	Производительность	м^3/ч	-
					Мощность	кВт	-
		Итого:					
6	Вентиляторы	ЭВВМ-6,3	2	шт.	Производительность	м^3/ч	14650
					Напор	м	148
					Мощность	кВт	18
		ДВД-8	1	шт.	Производительность	м^3/ч	10200
					Напор	м	219
					Мощность	кВт	7,5
		Итого:	**3**				

Химводоочистка на котельных осуществляется путём ионообменной фильтрации. Тип ХВО — Na-катионирование.

Для автоматического управления водогрейными котлами, работающими на газообразном топливе, используется блок управления - БУК- 03(У). Блок имеет три канала измерения и регулирования - температуры воды на выходе из котла, давление топлива и давление воздуха перед горелкой, разрежение в топке.

б) Параметры установленной тепловой мощности котлов

В таблице 2.2.2 представлены сведения о параметрах установленной тепловой мощности как в целом по каждому из источников тепловой энергии, так и отдельно по котлам.

Таблица 2.2.2

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Тип оборудования - марка котла	Теплопроизводитель- ность котла, Гкал/час	Количество единиц оборудова- ния, шт.	Итого по оборудованию, Гкал/час	Итого по источнику, Гкал/час
1	Котельная №2	КВ-ГМ-2,5 №1	2,5	1	2,5	9,08
		КВ-М-1,0 №2	0,86	1	0,86	
		ПКГМ-6,5 №3	4,0	1	4,0	
		КСВа-2.0 №4	1,72	1	1,72	

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Тип оборудования - марка котла	Теплопроизводитель- ность котла, Гкал/час	Количество единиц оборудова- ния, шт.	Итого по оборудованию, Гкал/час	Итого по источнику, Гкал/час
2	Котельная №3	КВ-Гн-2,5-115 №1	2,15	1	2,15	8,08
		КВ-Г-2,0 -115 №2	1,89	1	1,89	
		КВ-Г-2,0-115 №3	1,89	1	1,89	
		SLK-3V-2,5 №4	2,15	1	2,15	
3	Котельная №7	ПКГМ-6,5 №1	4,0	1	4,0	10,5
		КВ-ГМ-2,5 №2	2,5	1	2,5	
		ВКГМ-4 №3	4,0	1	4,0	
		С 2020 года				
		ЗИОСАБ-5000	4,3	1	4,3	14,8
	Всего по теплоснабжающей организации:	**До 2020 года**				**27,66**
		с 2020 года				**31,96**

в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

В процессе анализа технических и технологических характеристик котельных №2, №3 и №7 ограничения тепловой мощности не выявлены.

Параметры располагаемой тепловой мощности приведены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Существующая располагаемая мощность в сетевой воде, Гкал/час	Существующие ограничения тепловой мощности, Гкал/час
1	Котельная №2	9,08	0
2	Котельная №3	8,08	0
3	Котельная №7	10,5 - до 2020 г.	0
		14,8 - с 2020 г.	0
	Всего по теплоснабжающей организации:	**31,96**	**0**

г) Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по каждому источнику теплоэнергии приведены в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.4

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Значение показателя		
			Котельная №2	Котельная №3	Котельная №7
1	Объём потребления тепловой энергии на собственные нужды (факт 2019 г.)	Гкал/час	0,037	0,039	0,057
2	Объём потребления тепловой энергии на хозяйственные нужды	Гкал/час	0	0	0
3	Затраты теплоносителя на собственные нужды	Гкал/час	0	0	0
4	Затраты теплоносителя на хозяйственные нужды	Гкал/час	0	0	0
5	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/час	9,08	8,08	14,8
6	Существующая тепловая мощность нетто	Гкал/час	9,08	8,08	14,8

д) Срок ввода в эксплуатацию котлов, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Таблица 2.2.5

№ п/п	Наименование мероприятия	***Котельная №2***			
		КВ-М-1,0 №1	ВКГМ-2,5 №2	ПКГМ-6,5 №3	КСВа-2,0 №4
1	Год ввода в эксплуатацию	2021	1992	1987	2021
2	Дата проведения очередного внутреннего осмотра и испытания ВО	25.05.2020	20.05.2020	15.05.2020	-
3	Дата проведения очередного испытания на прочность и плотность ГИ	25.05.2020	20.05.2020	15.05.2020	-
4	Дата проведения режимно-наладочных работ на котле	28.12.2018 г.	28.12.2018 г.	28.12.2018 г.	-
5	Дата очередного проведения режимно-наладочных работ на котле	3 года; (28.12.2021 г.)	3 года; (28.12.2021 г.)	3 года; (28.12.2021 г.)	-
6	Срок службы котла, лет	33	38	36	-
7	Назначенный срок службы котла, лет (по ГОСТ 21563-93 (2003))	10	10	10	-
8	Отклонение от назначенного срока службы (+; -), лет	-23	-28	-26	-

№ п/п	Наименование мероприятия	***Котельная №3***			
		КВ-Гн-2,5-115 №1	КВ-Г-2,0-115 №2	КВ-Г-2,0-115 №3	SLK-3V-2,5 №4
1	Год ввода в эксплуатацию	2002	1999	1998	1993
2	Дата проведения очередного внутреннего осмотра и испытания ВО	18.06.2020	15.07.2020	20.07.2020	15.06.2020
3	Дата проведения очередного испытания на прочность и плотность ГИ	18.06.2020	15.07.2020	20.07.2020	15.06.2020
4	Дата проведения режимно-наладочных работ на котле	15.12.2018 г.	15.12.2018 г.	15.12.2018 г.	Не проводились
5	Дата очередного проведения режимно-наладочных работ на котле	3 года; (15.12.2021 г.)	3 года; (15.12.2021 г.)	3 года; (15.12.2021 г.)	3 года (2021 г)
6	Срок службы котла, лет	19	22	23	28
7	Назначенный срок службы котла, лет (по ГОСТ 21563-93 (2003))	10	10	10	10
8	Отклонение от назначенного срока службы (+; -), лет	-9	-12	-13	-18
№ п/п	Наименование мероприятия	***Котельная №7***			
		ПКГМ-6,5 №1	КВ-ГМ-2,5 №2	ВКГМ-4 №3	ЗИОСАБ-5000
1	Год ввода в эксплуатацию	1980	1989	1991	2020
2	Дата проведения очередного внутреннего осмотра и испытания ВО	15.08.2020	20.08.2020	18.08.2020	-
3	Дата проведения очередного испытания на прочность и плотность ГИ	15.08.2020	20.08.2020	18.08.2020	-
4	Дата проведения режимно-наладочных работ на котле	11.11.2018 г.	11.11.2018 г.	11.11.2018 г.	-
5	Дата очередного проведения режимно-наладочных работ на котле	3 года; (11.11.2021 г.)	3 года; (11.11.2021 г.)	3 года; (11.11.2021 г.)	3 года
6	Срок службы котла, лет	41	32	30	1
7	Назначенный срок службы котла, лет (по ГОСТ 21563-93 (2003))	10	10	10	10
8	Отклонение от назначенного срока службы (+; -), лет	-24	-15	-13	9

Как видно из таблицы 2.2.5 фактический срок службы котлов превышает назначенный срок службы, предусмотренный ГОСТ 21563-93 «Котлы водогрейные. Основные параметры и технические требования».

Основными мероприятиями по продлению ресурса котлов, проводимыми теплоснабжающей организацией, являются:

- гидравлическое испытание котлов пробным давлением;
- анализ результатов контроля, исследований, прочностных расчётов и гидравлического испытания;
- наружный и внутренний осмотры;
- измерительный контроль;
- ремонты: текущий и капитальный (при необходимости).

е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)

Источники тепловой энергии - котельные №2, №3 и №7 работают в режиме некомбинированной выработки тепловой энергии, в связи с этим схему выдачи тепловой мощности, структуру теплофикационных установок для источников, работающих в режиме комбинированной выработки, описать не представляется возможным.

Совокупность элементов и цепей связи, отражающих технологические процессы производства нагретой воды в энергетических установках котельных №2, №3 и №7, представлены в виде принципиальных тепловых схем, приведённых в приложении 1.

Схема тепловых сетей, присоединённых к котельной №2, закрытая.

Отпуск тепловой энергии на нужды отопления осуществляется по четырём выводам диаметрами 80 мм, 100 мм (2) и 300 мм, для нужд горячего водоснабжения по трём выводам диаметрами (Dy) 50 мм (2) и 80 мм.

Для выдачи тепловой энергии на котельной установлены два сетевых насоса марок: «1Д315-71», два насоса на горячее водоснабжение марки: «К80-65-160», для подпитки - два подпиточных насоса марки: «К45/30». Основные характеристики насосов приведены выше - в таблице 2.2.1.

Вода для подпитки поступает из водопровода Dy = 100 мм.

Процесс химводоочистки осуществляется путём ионообменной фильтрации.

Безопасная эксплуатация котлов обеспечивается за счёт автоматики регулирования, безопасности и контроля.

Схема тепловых сетей, присоединённых к котельной №3, закрытая.

Отпуск тепловой энергии на нужды отопления осуществляется по одному выводу Dy = 100 мм, для нужд горячего водоснабжения по второму - Dy = 100 мм.

Вода для подпитки поступает из водопровода, перекачивается двумя

подпиточными насосами марки: «К20/30». Основные характеристики насосов приведены выше — в таблице 2.2.1.

Процесс химводоочистки осуществляется путём ионообменной фильтрации.

Безопасная эксплуатация котлов обеспечивается за счёт автоматики регулирования, безопасности и контроля.

Схема тепловых сетей, присоединённых к котельной №7, закрытая.

Отпуск тепла осуществляется по двум выводам Dy = 200 мм и одному — на мастерские УПК диаметром 50 мм. Для выдачи тепловой энергии на котельной установлены сетевые насосы марки: NL 125/200-75-2-12, 1Д315-71, К200-150-300 (2 шт.).

Вода для подпитки поступает из водопровода Dy = 100 мм. Основные характеристики насосов приведены выше — в таблице 2.2.1.

Процесс химводоочистки осуществляется путём ионообменной фильтрации.

Безопасная эксплуатация котлов обеспечивается за счёт автоматики регулирования, безопасности и контроля.

ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Отпуск тепловой энергии потребителям, присоединённым к котельным №2, №3 и №7, осуществляется по утверждённому температурному графику - 85/65 ^{0}С.

Регулирование отпуска теплоэнергии - центральное качественное, заключающееся в изменении температуры воды в подающем трубопроводе в зависимости от метрологических параметров, прежде всего от температуры наружного воздуха. Расчётный расход циркулирующей в системе воды при этом методе поддерживается постоянным.

Принятый температурный график работы котельных представлен в таблице 2.2.6.

Таблица 2.2.6

T1 срез	T3 срез	T2 срез	T1	T 3	T2
37,7	36,7	33,5	37,7	36,7	33,5
38,9	37,8	34,4	38,9	37,8	34,4
40,1	38,9	35,2	40,1	38,9	35,2
41,3	40,0	36,1	41,3	40,0	36,1
42,5	41,1	36,9	42,5	41,1	36,9
43,7	42,2	37,7	43,7	42,2	37,7
44,8	43,2	38,5	44,8	43,2	38,5
46,0	44,3	39,3	46,0	44,3	39,3
47,1	45,3	40,1	47,1	45,3	40,1
48,2	46,4	40,9	48,2	46,4	40,9
49,3	47,4	41,6	49,3	47,4	41,6
50,4	48,4	42,4	50,4	48,4	42,4
51,5	49,4	43,1	51,5	49,4	43,1
52,6	50,4	43,9	52,6	50,4	43,9
53,7	51,4	44,6	53,7	51,4	44,6
54,8	52,4	45,3	54,8	52,4	45,3
55,9	53,4	46,0	55,9	53,4	46,0
56,9	54,4	46,8	56,9	54,4	46,8
58,0	55,4	47,5	58,0	55,4	47,5
59,0	56,3	48,2	59,0	56,3	48,2
60,1	57,3	48,9	60,1	57,3	48,9
61,1	58,2	49,6	61,1	58,2	49,6
62,2	59,2	50,3	62,2	59,2	50,3
63,2	60,1	50,9	63,2	60,1	50,9
64,2	61,1	51,6	64,2	61,1	51,6
65,3	62,0	52,3	65,3	62,0	52,3
66,3	63,0	53,0	66,3	63,0	53,0
67,3	63,9	53,6	67,3	63,9	53,6
68,3	64,8	54,3	68,3	64,8	54,3
69,3	65,7	54,9	69,3	65,7	54,9
70,3	66,6	55,6	70,3	66,6	55,6
71,3	67,6	56,2	71,3	67,6	56,2
72,3	68,5	56,9	72,3	68,5	56,9
73,3	69,4	57,5	73,3	69,4	57,5
74,3	70,3	58,2	74,3	70,3	58,2
75,3	71,2	58,8	75,3	71,2	58,8
76,3	72,1	59,4	76,3	72,1	59,4
77,3	73,0	60,1	77,3	73,0	60,1
78,2	73,9	60,7	78,2	73,9	60,7
79,2	74,7	61,3	79,2	74,7	61,3
80,2	75,6	61,9	80,2	75,6	61,9
81,2	76,5	62,6	81,2	76,5	62,6
82,1	77,4	63,2	82,1	77,4	63,2
83,1	78,3	63,8	83,1	78,3	63,8
84,0	79,1	64,4	84,0	79,1	64,4
85,0	80,0	65,0	85,0	80,0	65,0
85,0	80,0	64,8	86,0	80,9	65,6
85,0	79,9	64,6	86,9	81,7	66,2
85,0	79,9	64,4	87,9	82,6	66,8

Выбор графика отпуска тепла обусловлен технологическими особенностями оборудования источника, тепловых сетей и потребителей.

з) Среднегодовая загрузка оборудования

Состав работающего оборудования на котельных определяется в зависимости от фактического значения отпуска тепловой энергии потребителям с учётом режимных карт.

Среднегодовая загрузка оборудования котельной №2 находится в пределах 15,0 — 17,0% в течение последних трёх лет, котельной №3 - в пределах 16,0 - 20,0%, а котельной №7 - в пределах 21,8 - 23,2%.

Данное обстоятельство обусловлено тем, что все котлы на каждом из источников тепла работают одновременно только в условиях температурного минимума наружного воздуха. А распределение нагрузок между котлами основано на принципах обеспечения надёжного теплоснабжения потребителей и минимизации топливных затрат.

Сведения о среднегодовой загрузке приведены в таблице 2.2.7.

Таблица 2.2.7

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	**2019 г.**	**2020 г.**	**2021 г.**
Котельная №2					
1	Выработка тепловой энергии источником в течение года	Гкал	15537,9	15087,4	13693
2	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/час	9,08	9,08	9,08
3	Число часов использования установленной тепловой мощности источника теплоснабжения	час/год	1480	1437	1304
4	Число часов работы источника теплоснабжения	час/год	8688	8688	8688
5	Среднегодовая загрузка оборудования	%	17,0	16,5	15,0
Котельная №3					
1	Выработка тепловой энергии источником в течение года	Гкал	11933	13722,6	14415
2	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/час	8,08	8,08	8,08
3	Число часов использования установленной тепловой мощности источника теплоснабжения	час/год	1438	1654	1737
4	Число часов работы источника теплоснабжения	час/год	8688	8688	8688
5	Среднегодовая загрузка оборудования	%	16,6	19,0	20,0
Котельная № 7					
1	Выработка тепловой энергии источником в течение года	Гкал	19882,1	20563,8	21142
2	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/час	14,8	14,8	14,8
3	Число часов использования установленной тепловой мощности источника теплоснабжения	час/год	1894	1958	2021
4	Число часов работы источника теплоснабжения	час/год	8688	8688	8688
5	Среднегодовая загрузка оборудования	%	21,8	22,5	23,2

и) Способы учёта тепла, отпущенного в тепловые сети

Учёт количества тепла, отпущенного в тепловые сети для целей отопления, ведётся на всех трёх котельных. На котельной №2 установлен

комплекс измерительный: «Эльф-03», обеспечивающий измерение температуры теплоносителя, объёмного расхода воды, количества теплоты.

На котельных №3 и №7 установлены теплосчётчики типа: ТЭМ-05М, измеряющие объёмный расход теплоносителя и его температуру.

Кроме того, на котельных организован коммерческий учёт всех энергоресурсов, используемых в процессе производства теплоэнергии (электроэнергии, газа, холодной воды). В таблице 2.2.8 приведены данные об установленных средствах измерения, учёта и контроля.

Таблица 2.2.8

Средства измерения, учёта и контроля параметров энергоносителей, включая холодную воду, на котельных №2, №3 и №7

Наименование энергоносителя	Наименование прибора	Тип прибора	Количество, шт.
Котельная №2			
Горячая вода	счётчик тепловой энергии	ТЭМ-0,5М	1
Тепловая энергия	счётчик тепловой энергии	ЭЛЬФ-03	1
Электрическая энергия	счётчик электрической энергии	СА4У-И672М	1
Холодная вода	счётчик холодной воды	ВДТХ-80	1
Холодная вода на ГВС	счётчик холодной воды	ВДТХ-50	1
Природный газ	счётчик газа	СГ16М-800-40-С	1
Котельная №3			
Горячая вода	счётчик тепловой энергии	ТЭМ-0,5М	1
Тепловая энергия	счётчик тепловой энергии	ТЭМ-0,5М	1
Электрическая энергия	счётчик электрической энергии	СА4У510	1
Холодная вода	счётчик холодной воды	ВДГ-20	1
Холодная вода на ГВС	счётчик холодной воды	WPH-K	1
Природный газ	счётчик газа	СГ16М-250-30С	1
Котельная № 7			
Тепловая энергия	счётчик тепловой энергии	СПТ 941К	1
Электрическая энергия	счётчик электрической энергии	СА4У-И672М	1
Холодная вода	счётчик холодной воды	ВДТХ-80	1
Природный газ	счётчик газа	СТГ-16М-800	1
		СГ16	1

к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников

тепловой энергии

Отказы основного и вспомогательного оборудования за последние три года не повлияли на конечных потребителей.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельных №2, №3, №7, эксплуатируемых ООО «Теплосети», отсутствуют.

2.3. Источники тепловой энергии ООО «Теплосети»

ООО «Теплосети» эксплуатирует отопительные котельные №1, №5 и №6.

Котельная №1 (местонахождение - ул. Спортивная) введена в действие с 1997 года.

В котельной установлены четыре водогрейных котла марки: «ВК-ГМ- 4». Основным видом топлива для них является газ, резервным - дизельное топливо.

Установленная мощность котельной №1 составляет 16,0 Гкал/час.

Теплоносителем является горячая вода.

Производимая данной котельной тепловая энергия поставляется для нужд отопления и горячего водоснабжения.

Котельная №5 (местонахождение - ул. Коммунистическая) введена в действие с 2004 года.

В котельной установлены два водогрейных котла марки: «SLK-3V-2.5» и два котла КСВ-2.0.

Основным видом топлива для них является газ, резервным - дизельное топливо.

Установленная мощность котельной №5 составляет 7,74 Гкал/час. Теплоносителем является горячая вода.

Производимая данной котельной тепловая энергия поставляется для нужд отопления.

Котельная №6 (местонахождение - ул. Соликамское шоссе) введена в действие с 1979 года.

В котельной установлен один водогрейный котел марки: SLK - 2.5. Основным видом топлива для них является газ, резервным -дизельное топливо.

Установленная мощность котельной №6 составляет 2,15 Гкал/час. Теплоносителем является горячая вода.

Производимая данной котельной тепловая энергия поставляется для нужд отопления.

В таблице 2.3.1 приведена структура основного оборудования котельных №1, №5 и №6.

а) Структура основного оборудования

Таблица 2.3.1

Структура основного оборудования источников тепловой энергии, эксплуатируемых ООО «Теплосети» (вместе с техническими характеристиками)

№ п/п	Наименование оборудования котельной	тип, марка	Кол-во, шт.		Технические характеристики оборудования		
					Наименование	Ед.изм.	Значение
Котельная №1							
1	Котлы	ВКГМ-4 №1	1	шт.	У становленная мощность	Гкал/час	4,0
		ВКГМ-4 №2	1	шт.			4,0
		ВКГМ-4 №3	1	шт.			4,0
		ВКГМ-4 №4	1	шт.			4,0
		Итого:	**4**				**16,0**
2	Насосы сете вые	1Д315-71а	2	шт.	Производительность	нм³/ч	315
					Напор	м	71
					Мощность	кВт	90
		NB125-200/219	1	шт.	Производительность	нм³/ч	485,3
					Напор	м	49,4
					Мощность	кВт	90
		Итого:	**3**				
3	Насосы под-питочные	6Е32М	1	шт.	Производительность	л/с	6
					Напор	м	32
					Мощность	кВт	4

3.1	Насосы под-питочные	1К20-30	1	шт.	Производительность	нм³/ч	20
					Напор	м	30
					Мощность	кВт	15
		Итого:	**2**				
3.2	Насосы рецир куляции	К 80-50-200	2	шт.	Производительность	м3/ч	50
					Напор	м	50
					Мощность	кВт	15
		Итого:	**2**				
3.3	Насосы рецир куляции	К290-30	1	шт.	Производительность	м3/ч	250
					Напор	м	24
					Мощность	кВт	30
		Итого:	**3**				
3.4	Насосы ГВС	МАКО 65-315	3	шт.	Производительность	м3/ч	65
					Напор	м	25
					Мощность	кВт	11
3.5	Насосы ГВС	КМ 80-65-160	1	шт.	Производительность	м3/ч	50
					Напор	м	32
					Мощность	кВт	7,5
		Итого:	**4**				

№ п/п	Наименование оборудования котельной	тип, марка	Кол-во, шт.		Технические характеристики оборудования		
					Наименование	Ед.изм.	Значение
4	Вентиляторы	ЭВВМ-6,3	4	шт.	Произ водительность	м³/ч	7500
					Напор	м	Н.д.
					Мощность	кВт	18
		Итого:	**4**				
Котельная №5							
1	Котлы	SLK-3V-2,5 №1	1	шт.	У становленная мощность	Гкал/час	2,15
		SLK-3V-2,5 №2	1	шт.			2,15
		КСВ-2,0	2	шт.			1,72
		Итого:	**4**				**7,74**
2	Насосы сете вые	КМ100-65-200-С	3	шт.	Производительность	нм³/ч	100
					Напор	м	50
					Мощность	кВт	30
		Итого:	**3**				
3	Насосы под-питочные	WILO	2	шт.	Производительность	м³/ч	4
					Напор	м	20
					Мощность	кВт	2,2
		Итого:	**2**				
4	Насосы рециркуля-ционные	нет	-	-	Производительность	нм³/ч	-
					Напор	м	-
					Мощность	кВт	-
		Итого:					
5	Дымососы	нет	-	-	Производительность	м³/ч	-
					Мощность	кВт	-
		Итого:					
6	Вентиляторы	ВО12-303*63	2	шт.	Произ водительность	м³/ч	3800
					Напор	м	420
					Мощность	кВт	6,3
		Итого:	**2**				
Котельная №6							
1	Котлы	SLK - 2.5 №1	1	шт.	У становленная мощность	Гкал/час	2,15
		Итого:	**1**				**2,15**
2	Насосы сете вые	50Е50	2	шт.	Производительность	нм³/ч	180
					Напор	м	50
					Мощность	кВт	37
		Итого:	**2**				

№ п/п	Наименование оборудования котельной	тип, марка	Кол-во, шт.		Технические характеристики оборудования		
					Наименование	Ед.изм.	Значение
3	Насосы под-питочные	нет	-	шт.	Производительность	нм³/ч	-
					Напор	м	-
					Мощность	кВт	-
		Итого:					
4	Насосы рециркуля-ционные	нет	-	шт.	Производительность	нм³/ч	-
					Напор	м	-
					Мощность	кВт	-
		Итого:					
5	Дымососы	нет	-	шт.	Произ водительность	м³/ч	-
					Мощность	кВт	-
		Итого:					
6	Вентиляторы	ЭВВМ-6,5	1	шт.	Произ водительность	м³/ч	340
					Напор	м	45
					Мощность	кВт	Н.д.
		Итого:	**1**				

Химводоочистка осуществляется путём ионообменной фильтрации. Схема ХВО — Na-катионирование.

Для автоматического управления водогрейными котлами, работающими на газообразном топливе, используется блок управления - БУК- 03(У). Блок имеет три канала измерения и регулирования - температуры воды на выходе из котла, давление топлива и давление воздуха перед горелкой, разрежение в топке.

б) Параметры установленной тепловой мощности котлов

В таблице 2.3.2 представлены сведения о параметрах установленной тепловой мощности как в целом по каждому источнику тепловой энергии, так и отдельно по котлам.

Таблица 2.3.2

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Тип оборудования — марка котла	Теплопроизводитель- ность котла, Гкал/час	Количество единиц оборудова- ния, шт.	Итого по оборудованию, Гкал/час	Итого по источнику, Гкал/час
1	Котельная №1	ВКГМ-4 №1	4,0	1	4,0	16,0
		ВКГМ-4 №2	4,0	1	4,0	
		ВКГМ-4 №3	4,0	1	4,0	
		ВКГМ-4 №4	4,0	1	4,0	
2	Котельная №5	SLK-3V-2,5 №1	2,15	1	2,15	7,74
		SLK-3V-2,5 №2	2,15	1	2,15	
		КСВ-2,0	1,72	2	1,72	
3	Котельная №6	SLK - 2.5 №1	2,15	1	2,15	2,15
	Всего по теплоснабжающей организации:	-	-		**25,89**	**25,89**

в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

В процессе анализа технических и технологических характеристик котельных №1, №5 и №6 ограничения тепловой мощности не выявлены.

Параметры располагаемой тепловой мощности приведены в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.3

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Существующая располагаемая мощность в сетевой воде, Гкал/час	Существующие ограничения тепловой мощности, Гкал/час
1	Котельная № 1	16,0	0
2	Котельная №5	7,74	0
3	Котельная №6	2,15	0
	Всего по теплоснабжающей организации:	**25,89**	**0**

г) Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто по источнику теплоэнергии приведены в таблице 2.3.4.

Таблица 2.3.4

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Значение показателя		
			Котельная №1	Котельная №5	Котельная №6
1	Объём потребления тепловой энергии на собственные нужды (факт 2019 г.)	Гкал/час	0,073	0,039	0,014
2	Объём потребления тепловой энергии на хозяй ственные нужды	Гкал/час	0	0	0
3	Затраты теплоносителя на собственные нужды	Гкал/час	0	0	0
4	Затраты теплоносителя на хозяйственные нужды	Гкал/час	0	0	0
5	Установленная тепловая мощность источника теп-ловой энергии	Гкал/час	16,0	7,74	2,15
6	Существующая тепловая мощность нетто	Гкал/час	16,0	7,74	2,15

д) Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Таблица 2.3.5

№ п/п	Наименование мероприятия	***Котельная №1***			
		ВКГМ-4 №1	ВКГМ-4 №2	ВКГМ-4 №3	ВКГМ-4 №4
1	Год ввода в эксплуатацию	1997	1997	1997	2021
2	Дата проведения очередного внутреннего осмотра и испытания (ВО)	20.06.2020	30.06.2020	24.06.2020	09.10.2021
3	Дата проведения очередного испытания на прочность и плотность (ГИ)	20.06.2020	30.06.2020	24.06.2020	09.10.2021
4	Дата проведения режимно-наладочных работ на котле	21.10.2018 г.	21.10.2018 г.	21.10.2018 г.	21.10.2021 г.
5	Дата очередного проведения режимно-наладочных работ на котле	3 года; (21.10.2021 г.)	3 года; (21.10.2021 г.)	3 года; (21.10.2021 г.)	3 года; (21.10.2021 г.)
6	Срок службы котла, лет	24	24	24	0
7	Назначенный срок службы котла, лет (по ГОСТ 2156393 (2003))	10	10	10	10
8	Отклонение от назначенного срока службы (+; -), лет	-14	-14	-14	0

№ п/п	Наименование мероприятия	***Котельная №5***			
		SLK-3V-2,5 №1	SLK-3V-2,5 №2	КСВ-2.0	КСВ-2.0
1	Год ввода в эксплуатацию	2004	2004	- 2021	2021 - -
2	Дата проведения очередного внутреннего осмотра и испытания ВО	26.07.2020	02.07.2020	-	-
3	Дата проведения очередного испытания на прочность и плотность ГИ	26.07.2020	02.07.2020	-	-
4	Дата проведения режимно-наладочных работ на котле	30.11.2018 г.	30.11.2018 г.	-	-
5	Дата очередного проведения режимно-наладочных работ на котле	3 года; (30.11.2021 г.)	3 года; (30.11.2021 г.)	-	-
6	Срок службы котла, лет	17	17	-	-
7	Назначенный срок службы котла, лет (по ГОСТ 2156393 (2003))	10	10	-	-
8	Отклонение от назначенного срока службы (+; -), лет	-7	-7	-	-
№ п/п	Наименование мероприятия	***Котельная №6***			
		SLK - 2.5 №1		-	-
1	Год ввода в эксплуатацию	2021		-	-
2	Дата проведения очередного внутреннего осмотра и испытания ВО	18.07.2021 г.	-	-	
3	Дата проведения очередного испытания на прочность и плотность ГИ	18.07.2021 г.	-	-	
4	Дата проведения режимно-наладочных работ на котле	17.11.2021 г.	-	-	
5	Дата очередного проведения режимно-наладочных работ на котле	3 года; (17.11.2021 г.)	-	-	
6	Срок службы котла, лет	0		-	-
7	Назначенный срок службы котла, лет (по ГОСТ 2156393 (2003))	10		-	-
8	Отклонение от назначенного срока службы (+; -), лет	+10		-	-

Как видно из таблицы 2.3.5 фактический срок службы котлов на котельных №1 и №5, 6 превышает назначенный срок службы, предусмотренный ГОСТ 21563-93 «Котлы водогрейные. Основные параметры и технические требования». На котельной №5 срок службы котлов в норме.

Основными мероприятиями по продлению ресурса котлов, проводимыми теплоснабжающей организацией, являются:

- гидравлическое испытание котлов пробным давлением;
- анализ результатов контроля, исследований, прочностных расчётов и гидравлического испытания;
- наружный и внутренний осмотры;
- измерительный контроль;
- ремонты: текущий и капитальный (при необходимости).

е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)

Источники тепловой энергии — котельные №1, №5 и №6 работают в режиме некомбинированной выработки тепловой энергии, в связи с этим схему выдачи тепловой мощности, структуру теплофикационных установок для источников, работающих в режиме комбинированной выработки, описать не представляется возможным.

Совокупность элементов и цепей связи, отражающих технологические процессы производства нагретой воды в энергетических установках котельных №1, №5 и №6, представлены в виде принципиальных тепловых схем, приведённых в приложении 1.

Схема тепловых сетей, присоединённых к котельной №1, закрытая.

Отпуск тепловой энергии на нужды отопления осуществляется по выводу диаметром 325 мм.

Для выдачи тепловой энергии на котельной установлены три сетевых насоса (два рабочих, один резервный) марок: «1Д315-71» (2 шт.), «NB125-200/219» (1 шт.), два рециркуляционных насоса «К80-50-200», один рециркуляционный насос «К290/30», котловой контур(ГВС) три насоса «МАКО 65-315» и один КМ 80-65-160, для подпитки системы — один подпиточный насос марки: «6Е32М» и один подпиточный насос марки: 1К20-30. Основные характеристики насосов приведены выше — в таблице 2.3.1.

Вода для подпитки поступает из водопровода Dy = 57 мм.

Процесс химводоочистки осуществляется путём ионообменной фильтрации.

Безопасная эксплуатация котлов обеспечивается за счёт автоматики регулирования.

Схема тепловых сетей, присоединённых к котельной №5, закрытая.

Отпуск тепловой энергии на нужды отопления осуществляется по одному выводу.

Для выдачи тепловой энергии на котельной установлены три сетевых насоса марки: «КМ100-65-200-С», для подпитки системы — два подпиточных насоса марки: «WILO». Основные характеристики насосов приведены выше — в таблице 2.3.1.

Вода для подпитки поступает из водопровода.

Процесс химводоочистки осуществляется Na-катионированием.

Безопасная эксплуатация котлов обеспечивается за счёт автоматики регулирования, безопасности иконтроля.

Схема тепловых сетей, присоединённых к котельной №6, закрытая.

Отпуск тепловой энергии на нужды отопления осуществляется по трём выводам.

Для выдачи тепловой энергии на котельной установлены два сетевых насоса марки: «50Е50». Основные характеристики насосов приведены выше — в таблице 2.3.1.

Вода для подпитки поступает из водопровода.

Процесс химводоочистки осуществляется путём ионообменной фильтрации.

Безопасная эксплуатация котлов обеспечивается за счёт автоматики регулирования, безопасности иконтроля.

ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Отпуск тепловой энергии потребителям, присоединённым к котельным №1, №5 и №6, осуществляется по утверждённому температурному графику - 85/65 ^{0}С.

Регулирование отпуска теплоэнергии - центральное качественное, заключающееся в изменении температуры воды в подающем трубопроводе в зависимости от метрологических параметров, прежде всего от температуры наружного воздуха. Расчётный расход циркулирующей в системе воды при этом методе поддерживается постоянным.

Принятый температурный график работы котельных представлен в таблице 2.3.6.

T1 срез	T3 срез	T2 срез	T1	T 3	T2
37,7	36,7	33,5	37,7	36,7	33,5
38,9	37,8	34,4	38,9	37,8	34,4
40,1	38,9	35,2	40,1	38,9	35,2
41,3	40,0	36,1	41,3	40,0	36,1
42,5	41,1	36,9	42,5	41,1	36,9
43,7	42,2	37,7	43,7	42,2	37,7
44,8	43,2	38,5	44,8	43,2	38,5
46,0	44,3	39,3	46,0	44,3	39,3
47,1	45,3	40,1	47,1	45,3	40,1
48,2	46,4	40,9	48,2	46,4	40,9
49,3	47,4	41,6	49,3	47,4	41,6
50,4	48,4	42,4	50,4	48,4	42,4
51,5	49,4	43,1	51,5	49,4	43,1
52,6	50,4	43,9	52,6	50,4	43,9
53,7	51,4	44,6	53,7	51,4	44,6
54,8	52,4	45,3	54,8	52,4	45,3
55,9	53,4	46,0	55,9	53,4	46,0
56,9	54,4	46,8	56,9	54,4	46,8
58,0	55,4	47,5	58,0	55,4	47,5
59,0	56,3	48,2	59,0	56,3	48,2
60,1	57,3	48,9	60,1	57,3	48,9
61,1	58,2	49,6	61,1	58,2	49,6
62,2	59,2	50,3	62,2	59,2	50,3
63,2	60,1	50,9	63,2	60,1	50,9
64,2	61,1	51,6	64,2	61,1	51,6
65,3	62,0	52,3	65,3	62,0	52,3
66,3	63,0	53,0	66,3	63,0	53,0
67,3	63,9	53,6	67,3	63,9	53,6
68,3	64,8	54,3	68,3	64,8	54,3
69,3	65,7	54,9	69,3	65,7	54,9
70,3	66,6	55,6	70,3	66,6	55,6
71,3	67,6	56,2	71,3	67,6	56,2
72,3	68,5	56,9	72,3	68,5	56,9
73,3	69,4	57,5	73,3	69,4	57,5
74,3	70,3	58,2	74,3	70,3	58,2
75,3	71,2	58,8	75,3	71,2	58,8
76,3	72,1	59,4	76,3	72,1	59,4
77,3	73,0	60,1	77,3	73,0	60,1
78,2	73,9	60,7	78,2	73,9	60,7
79,2	74,7	61,3	79,2	74,7	61,3
80,2	75,6	61,9	80,2	75,6	61,9
81,2	76,5	62,6	81,2	76,5	62,6
82,1	77,4	63,2	82,1	77,4	63,2
83,1	78,3	63,8	83,1	78,3	63,8
84,0	79,1	64,4	84,0	79,1	64,4
85,0	80,0	65,0	85,0	80,0	65,0
85,0	80,0	64,8	86,0	80,9	65,6
85,0	79,9	64,6	86,9	81,7	66,2
85,0	79,9	64,4	87,9	82,6	66,8

Выбор графика отпуска тепла обусловлен технологическими особенностями оборудования источника, тепловых сетей и потребителей.

з) Среднегодовая загрузка оборудования

Состав работающего оборудования на котельных определяется в зависимости от фактического значения отпуска тепловой энергии потребителям с учётом режимных карт.

Среднегодовая загрузка оборудования котельной №1 находится в пределах 19,0 — 19,4% в течение последних трёх лет, котельной №5 в пределах 38,9 - 40,9%, а котельной №6 в пределах 12,5 - 14,5%.

Данное обстоятельство обусловлено тем, что все котлы на каждом из источников тепла работают одновременно только в условиях температурного минимума наружного воздуха. А распределение нагрузок между котлами основано на принципах обеспечения надёжного теплоснабжения потребителей и минимизации топливных затрат.

Сведения о среднегодовой загрузке приведены в таблице 2.3.7.

Таблица 2.3.7

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	**2019 г.**	**2020 г.**	**2021 г.**
Котельная №1					
1	Выработка тепловой энергии источником в течение года	Гкал	26390,7	26648	26979
2	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/час	16	16	16
3	Число часов использования установленной тепловой мощности источника теплоснабжения	час/год	1649	1666	1686
4	Число часов работы источника теплоснабжения	час/год	8688	8688	8688
5	Среднегодовая загрузка оборудования	%	19,0	19,2	19,4
Котельная №5					
1	Выработка тепловой энергии источником в течение года	Гкал	9911,9	10249,2	9757
2	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/час	7,74	7,74	7,74
3	Число часов использования установленной тепловой мощности источника теплоснабжения	час/год	2305	2384	2269
4	Число часов работы источника теплоснабжения	час/год	5832	5832	5832
5	Среднегодовая загрузка оборудования	%	39,5	40,9	38,9
Котельная №6					
1	Выработка тепловой энергии источником в течение года	Гкал	3874,2	4099,7	3543
2	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/час	2,15	2,15	2,15
3	Число часов использования установленной тепловой мощности источника теплоснабжения	час/год	797	844	729
4	Число часов работы источника теплоснабжения	час/год	5832	5832	5832
5	Среднегодовая загрузка оборудования	%	13,7	14,5	12,5

и) Способы учёта тепла, отпущенного в тепловые сети

Учёт количества тепла, отпущенного в тепловые сети для целей отопления, ведётся на всех трёх котельных. На котельной №1 установлен комплекс

измерительный: «Эльф-03», обеспечивающий измерение температуры теплоносителя, объёмного расхода воды, количества теплоты.

На котельной №5 установлен тепловычислитель типа: СПТ-941, а на котельной №6 - теплоэнергоконтроллер: ИМ 2300.

Отпуск горячей воды на котельной №1 учитывается теплосчётчиком типа: ТЭМ-05М, измеряющим объёмный расход теплоносителя и его температуру.

Кроме того, на котельных организован коммерческий учёт всех энергоресурсов, используемых в процессе производства теплоэнергии (электроэнергии, газа, холодной воды). В таблице 2.3.8 приведены данные об установленных средствах измерения, учёта и контроля.

Таблица 2.3.8

Средства измерения, учёта и контроля параметров энергоносителя, воды

Наименование энергоносителя	Наименование прибора	Тип прибора	Количество, шт.
Котельная №1			
Горячая вода	счётчик тепловой энергии	ТЭМ-0,5М	1
Тепловая энергия	счётчик тепловой энергии	ЭЛЬФ-01	1
Электрическая энергия	счётчик электрической энергии	ЦЭ2727 5(50А)	1
Холодная вода	счётчик холодной воды	ВДТХ-80	1
Холодная вода на ГВС	счётчик холодной воды	WPH-K100	1
Природный газ	счётчик газа	СГ16-МТ	1
Котельная №5			
Тепловая энергия	счётчик тепловой энергии	СПТ-941К	1
Электрическая энергия	счётчик электрической энергии	СА4У-И672М	1
Холодная вода	счётчик холодной воды	ВДТХ-50	1
Природный газ	счётчик газа	СГ16М-800-40-С	1
Котельная №6			
Тепловая энергия	счётчик тепловой энергии	Теплоэнерго-контроллер ИМ 2300	1
Электрическая энергия	счётчик электрической энергии	СА4У-И672М	1
Холодная вода	счётчик холодной воды	ОСВУ-32	1
Природный газ	счётчик газа	СГ16-400	1

к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказы основного и вспомогательного оборудования за последние три года не повлияли на конечных потребителей.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельных №1, №5, №6, эксплуатируемых ООО «Теплосети», отсутствуют.

2.4. Источники тепловой энергии МКУ "Красновишерское ЖКХ"

Котельная осуществляет теплоснабжение поселка Усть-Язьва, работает на дровяном топливе. Система теплоснабжения двухтрубная, закрытого типа, работает по графику 90/60 ^{0}С.

Для обеспечения теплом поселка, задействованы два котла. Весь отопительный период два котла находиться в работе.

Здание котельной построено в 1986 году.

- площадь - 197 м^2.;
- высота - 4,8 м.;
- объем 981 м^3.;

общий объем 29106 м^3, фундамент железобетонный, стены кирпичные толщиной 510 мм,

кровля металлическая. Горячим водоснабжение п. Усть-Язьва не обеспечен. Средний процент износа теплотехнического оборудования, составляет 50%.

Общая установленная мощность котельной 0,4 Г кал/час. Располагаемая резервная тепловая мощность источника 0,00 Гкал/час, присоединенная нагрузка:

- по отоплению 0,283351 Гкал/час;
- расход на собственные нужды работы котельной - 0,009 Гкал/час;
- потери в тепловых сетях при транспортировке теплоносителя - 0,017697 Гкал/час.
- потери в тепловых сетях тепла через тепловую изоляцию - 0,083 Гкал/час

Общая присоединенная нагрузка с учетом расходов на собственные нужды и потери в тепловых сетях - 0,393048 Г кал/час.

Расчет нагрузок приведен ниже.

Характеристики оборудования котельной представлены в таблицах 2.4.1-2.4.3

Таблица 2.4.1.

Наименование котельной	Установленная мощность по паспорту, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Максимальный коэффициент загрузки	Вид топлива
п. Усть -Язьва Котельная	0,2 х2	0,283351	-	древесина

Таблица 2.4.2.

Тип, марка котла	Поверхность нагрева конвективной части, м2	Расход топлива дров, кг/л.с.час	Год Установки котлов	Тепло производительность котла, Гкал/час	Количество котлов
Модернизированный	-	3,5-2,9	1986-87	0,2 х2	2

Таблица 2.4.3.

Насосы											
Сетевые насосы ЦО - 2шт.											
Марка насоса	Номин. подача, $м^3/ч$	Номин. напор, м	Электродвигатель			Габаритные размеры агрегата, мм.			Диаметр патрубков,		Масса агрегата, кг.
			марка	кВт	об/мин	L	B	H	вход	выход	
К 100-80-160	100	32	АТО160S2	15	3000	1235	440	455	100	80	243

КПД насоса 0,79. Температура перекачиваемой жидкости от 10 ^{0}С до + 105 ^{0}С.

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

В Красновишерском городском округе тепловые сети эксплуатируются двумя организациями - ООО «Теплосети» и МКУ «Красновишерское ЖКХ».

Транспортировка тепла на нужды отопления и горячего водоснабжения от источников до потребителей осуществляется по магистральным, распределительным, внутриквартальным сетям и ответвлениям к зданиям.

Протяжённость сетей горячего водоснабжения равна 10 334,0 м, а сетей отопления — 67 488,4 м в однотрубном исчислении.

Общая протяжённость тепловых сетей на начало 2021 года составила 77 822,4 м в однотрубном исчислении, в том числе:

- в надземном исполнении — 17 902,0 м;
- в подземном исполнении — 59 920,4 м.

Подземная прокладка трубопроводов выполнена в непроходных каналах (97,3%) либо бесканально (2,7%), надземная - на низких опорах.

В качестве изоляционных материалов применяется изолон Б-1 (45,0% от общей протяжённости сетей) или минеральная вата марки 125 (55,0% от общей протяжённости сетей).

Диаметр большей части трубопроводов (83,3% от общей протяжённости сетей) не превышает 200 мм. Распределение протяжённости тепловых сетей по диаметрам представлено на диаграмме 1.

Следует отметить, что износ тепловых сетей в Красновишерском городском округе достиг 75 %.

Доля сетей со сроком службы от 1 года до 3 лет равна 1,74 %, от 3 до 17 лет - 54,09 %, от 17 лет и более - 44,17 %.

Протяжённость ветхих тепловых сетей составляет 18 200 м в однотрубном исчислении или 23,3% от общей протяжённости сетей теплоснабжения.

Проводимая ежегодно эксплуатирующими организациями замена охватывает ~ 11% от общего количества ветхих тепловых сетей.

В целом же, по данным теплоснабжающих организаций, на начало 2020 года требовалась замена 38 400 м тепловых сетей (в однотрубном исчислении). Между тем, финансовые возможности вышеназванных организаций позволили заменить только незначительную часть ветхих тепловых сетей.

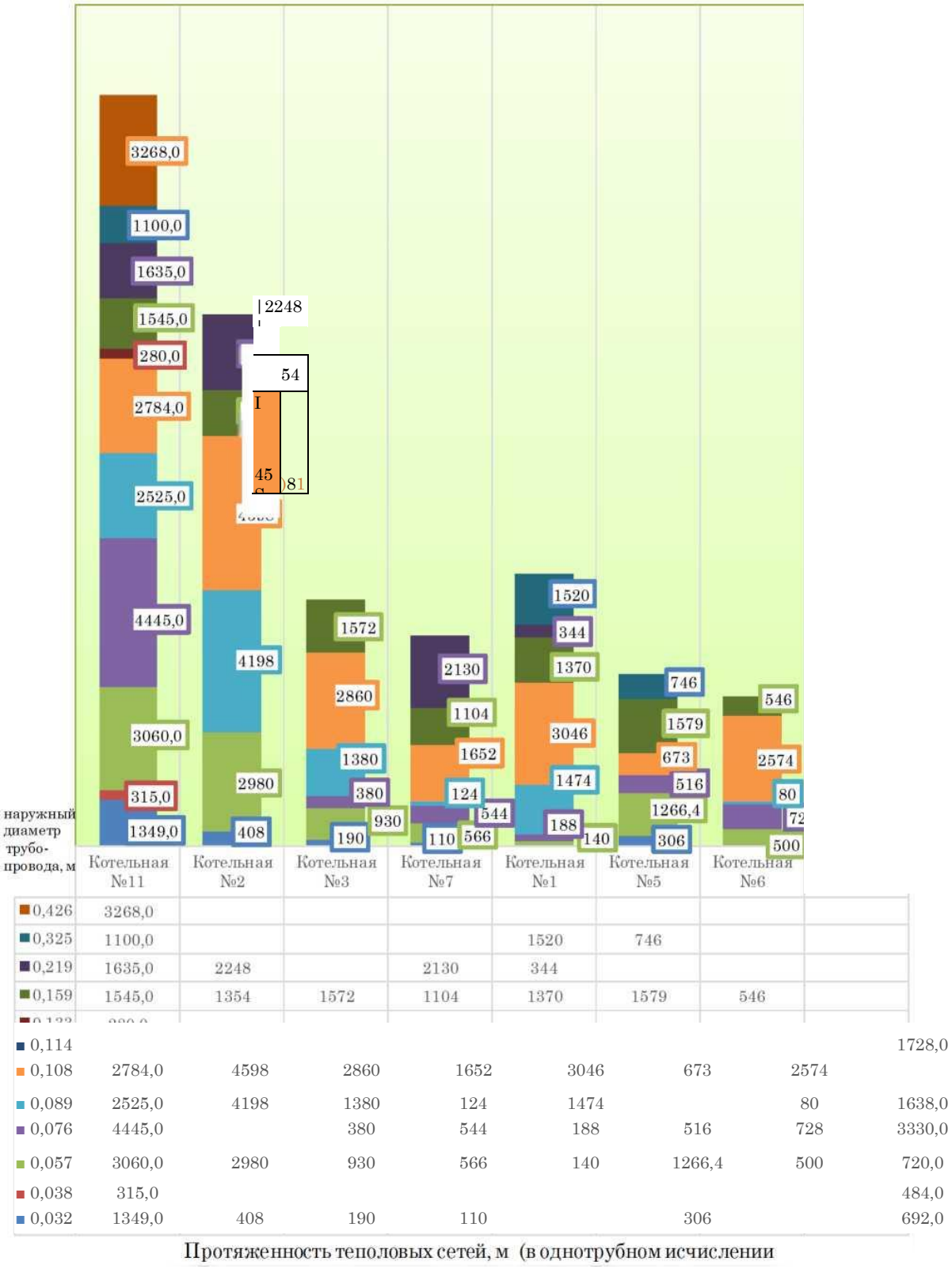


Диаграмма 1 - Распределение протяжённости тепловых сетей от каждой из котельных по диаметрам

3.1. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты, находящиеся в эксплуатации ООО «Теплосети»

а) Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект

Отпуск тепла от котельной №11 осуществляется по одному выводу (2Dy = 400 мм). Система теплоснабжения двухтрубная, закрытая.

Схема тепловых сетей радиально-тупиковая.

Магистральные сети (2Dy = 400 мм), протяжённостью 1 734 м в двухтрубном исчислении, проложены вдоль улицы Гагарина по схеме: котельная №11 - ТК 0 - ТК 1 - ТК 2 -ТК 3 - ТК 4 - ТК 5а - ТК 5 - 11ТК 6 - ТК 7 - ТК 8 - ТК 9.

Распределительные сети присоединены к магистральным сетям, а внутриквартальные - к распределительным. По ним теплоноситель поступает в здания, расположенные на ул. Строителей, ул. Толстого, ул. Островского, ул. К.Маркса, ул. Дзержинского, ул. Красноармейская, ул. Вишерская, ул. Гагарина, ул. Маяковского, ул. Свердлова, ул. Береговая, ул. Лоскутова, ул. Коммунистическая.

Местные системы отопления присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме без смешения.

В целях обеспечения надёжности к тепловым сетям в зоне действия котельной № 11 присоединены трубопроводы (резервные перемычки) от котельных №1, №3 и №5 по схемам:

- ТК 5-5 (котельная №11) - ТК 1-5 (котельная №1);
- котельная №3 - участок теплосети между ТК 12 и ТК 12-2 (от котельной №11);
- ТК-16 (котельная №11) - ТК 17 (котельная №5).

Насосное и другое электротехническое оборудование, предназначенное для передачи тепловой энергии, в составе тепловой сети отсутствует.

б) Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Бумажная схема тепловых сетей в зоне действия котельной №11 представлена в виде картографического приложения к настоящему документу.

в) Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки

На момент разработки схемы теплоснабжения общая протяжённость тепловых сетей, присоединённых к котельной №11, составила 22306 м в однотрубном исчислении.

Среднегодовой объём тепловых сетей равен 655,07 м^3, а общая материальная характеристика - 3483,4 м^2.

Большая часть трубопроводов (80,3%) проложена подземно в непроходных каналах, 19,7% - приходится на надземную прокладку.

В качестве изоляционного материала используются минераловатные маты марки: 125 (71,7% от протяжённости теплосетей) и изолон марки: Б-1 (28,3% от протяжённости теплосетей).

В местах подземной прокладки теплосетей преобладают делювиальные суглинки с расчётным сопротивлением 2,0 - 3,0 кгс/см^2, реже - супеси пластичные с сопротивлением 2,0 кгс/см^2. Данные почвы слабо подвижны, в связи с этим оценка и выделение наименее надёжных участков обусловлена годами ввода трубопроводов в эксплуатацию, а также состоянием строительных конструкций.

Следует отметить, что по состоянию на 01.01.2021 г. срок службы 31,9% (7105,0 м в однотрубном исчислении) тепловых сетей превышает нормативный - 25 лет. Поэтому все участки с годом прокладки свыше этого значения нельзя считать надёжными.

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии от котельной №11 приведена в таблице 3.1.1.

Для восприятия температурных удлинений теплопровода и разгрузки труб от температурных напряжений и деформаций применяются П-образные и сальниковые компенсаторы, также используются естественные изменения направления трассы (самокомпенсация).

Таблица 3.1.1

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии от котельной №11

№ п/п	Диаметр наружный, м	Характеристика тепловых сетей со сроком службы менее 25 лет						Характеристика тепловых сетей со сроком службы 25 лет и более						Общая характеристика тепловых сетей в зоне действия источника теплоснабжения						Всего	
		Тип прокладки						Тип прокладки						Тип прокладки							
		надземная		подземная				надземная		подземная				надземная		подземная					
				канальная		бесканальная				канальная		бесканальная				канальная		бесканальная			
		протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²
1	0,032			1057,0	33,8					292,0	9,3			0,0	0,0	1349,0	43,2	0,0	0,0	1349,0	43,2
2	0,038	130,0	4,9	185,0	7,0									130,0	4,9	185,0	7,0	0,0	0,0	315,0	12,0
3	0,057	760,0	43,3	1450,0	82,7					850,0	48,5			760,0	43,3	2300,0	131,1	0,0	0,0	3060,0	174,4
4	0,076	1320,0	100,3	1385,0	105,3			640,0	48,6	1100,0	83,6			1960,0	149,0	2485,0	188,9	0,0	0,0	4445,0	337,8
5	0,089	990,0	88,1	1105,0	98,3					430,0	38,3			990,0	88,1	1535,0	136,6	0,0	0,0	2525,0	224,7
6	0,108			2429,0	262,3					355,0	38,3			0,0	0,0	2784,0	300,7	0,0	0,0	2784,0	300,7
7	0,114													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,133			280,0	37,2									0,0	0,0	280,0	37,2	0,0	0,0	280,0	37,2
9	0,159	230,0	36,6	1055,0	167,7					260,0	41,3			230,0	36,6	1315,0	209,1	0,0	0,0	1545,0	245,7
10	0,219			1007,0	220,5					628,0	137,5			0,0	0,0	1635,0	358,1	0,0	0,0	1635,0	358,1
11	0,325			520,0	169,0					580,0	188,5			0,0	0,0	1100,0	357,5	0,0	0,0	1100,0	357,5
12	0,426	333,0	141,9	965,0	411,1					1970,0	839,2			333,0	141,9	2935,0	1250,3	0,0	0,0	3268,0	1392,2
Итого:		**3763,0**	**415,1**	**11438,0**	**1595,0**	**0,0**	**0,0**	**640,0**	**48,6**	**6465,0**	**1424,6**	**0,0**	**0,0**	**4403,0**	**463,8**	**17903,0**	**3019,6**	**0,0**	**0,0**	**22306,0**	**3483,4**

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

Регулирующая арматура на тепловых сетях отсутствует. В качестве запорной арматуры используются задвижки, вентили, краны, затворы. По данным ООО «Теплосети» на сетях их установлено 526 шт., подробное описание типов и количества арматуры приведено в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2

Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях от котельной №11

Вид арматуры	Тип арматуры	Количество арматуры на тепловых сетях по диаметрам трубопроводов (шт.)						**Всего, шт.**
		Диаметр условный (Dy'), м						
		25	40	50	80	100	150	
Запорная	бронзовый вентиль 15Б1П	30	24	6				**60**
	вентиль чугунный 15кч18п	50	6	4				**60**
	задвижка чугунная с выдвижным шпинделем фланцевая 30ч6бр			34	42	46	32	**154**
	поворотный затвор			10	16	12	8	**46**
	задвижка чугунная с обрезиненным клином МЗВ			12	28	24	8	**72**
	кран шаровый муфтовый 11Б27П1	76	44	14				**134**
Регулирующая		-	-	-	-	-	-	
	ИТОГО:	**156**	**74**	**80**	**86**	**82**	**48**	**526**

д) Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Тепловые камеры на тепловых сетях данной организации выполнены как в подземном, так и в надземном исполнении, и имеют следующие строительные особенности:

- основание - железобетонное (монолитное или сборное);
- стены железобетонные из блоков или кирпича;
- перекрытия деревянные, а также из сборного железобетона (балки, плиты) с расположенными в них люками (2 шт., реже 4 шт.).

Высота камер не превышает 1,8 - 2,0 м. Внутренние габариты соответствуют числу и диаметру проложенных труб, размерам установленного оборудования (задвижек, сальниковых компенсаторов и др.). Приямки для отведения сточных вод в сбросные колодцы или дренаж отсутствуют.

е) Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с

анализом их обоснованности

Отпуск тепла потребителям осуществляется по температурному графику центрального качественного регулирования для систем отопления - 85/65 ^{0}С при верхней срезке +10 ^{0}С. Данное обстоятельство соответствует требованиям пункта 7.4 СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети», поскольку расчётная температура наружного воздуха в целях проектирования отопления ниже -30 ^{0}С (равна -37 ^{0}С).

Между тем следует отметить, что постановлением Правительства РФ от 06.05.2018 г. №354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» утверждены Правила предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов (далее по тексту - Правила).

Согласно п. 5 данных Правил начало и окончание отопительного периода ограничено среднесуточной температурой наружного воздуха +8 ^{0}С.

В связи с тем, что действие Правил распространяется на отношения между исполнителями и потребителями коммунальных услуг, устанавливают их права и обязанности, порядок заключения договора, определяют основания и порядок приостановления или ограничения предоставления коммунальных услуг, то верхняя срезка температурного графика качественного регулирования для систем отопления должна соответствовать температуре наружного воздуха не +10 ^{0}С, а +8 ^{0}С.

Исходя из вышеизложенного, разработчиком рекомендована корректировка утверждённого на 2020 год температурного графика.

Выбор графика отпуска тепла, как указывалось выше, обусловлен технологическими особенностями оборудования источника, тепловых сетей и потребителей.

Подробнее значения температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе, принятые в графике, приведены в таблице 2.1.6 обосновывающих материалов.

ж) Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

В целях определения фактического температурного режима отпуска тепла в тепловые сети разработчиком проводились инструментальные замеры:

- температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе на источнике теплоснабжения;
- температуры наружного воздуха.

Результаты измерений приведены в таблице 3.1.3. Сравнение полученных значений осуществлялось с показателями действующего в 2020 году температурного графика.

Таблица 3.1.3

№ п/п	Наименование параметра	Ед. изм.	Условное обозначение	Значения параметра по котельной №11
1	**Дата инструментального обследования**	**11.10.2020 г.**		
2	**Температура наружного воздуха**	°С	t нар	+2
3	**Температура теплоносителя в тепловых сетях**			
3.1	Температура теплоносителя на выходе из котельной (подающий трубопровод)	°С	^од	53,0
3.2	Температуры теплоносителя на входе в котельную (обратный трубопровод)	°С	^бр	46,8

По результатам измерений установлено:

- Температура теплоносителя в подающем трубопроводе (на выходе из котельной) не соответствует значению, предусмотренному температурным графиком (47,4) - завышена на 5,6 °С.
- Температура теплоносителя в обратном трубопроводе (на входе в котельную) также не соответствует значению, предусмотренному температурным графиком (41,8 °С) - завышена на 5,0 °С.
- Разница температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах составила 6,2 °С, что на 0,6 °С выше разницы температур, предусмотренной эксплуатационным температурным графиком.

Таким образом, в процессе анализа фактического температурного режима отпуска тепловой энергии выявлены незначительные отклонения от утверждённого температурного графика. Вместе тем, наблюдаемое превышение температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах свидетельствует о необходимости проведения наладки тепловой сети.

з) Гидравлические режимы тепловых сетей

Расчёт гидравлического режима был выполнен в специально разработанной программе для системы теплоснабжения Красновишерского городского округа (результаты приведены в приложении 2).

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

Согласно ГОСТ 27.002-89 «Надёжность в технике. Основные понятия.

Термины и определения» под *отказом понимается событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта.*

В соответствии с РД.34.20.801-2000 «Инструкция по расследованию и учёту технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей» *аварией называется разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте; неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.*

Причём аварией на тепловых сетях, согласно п. 2.1.9, будет являться повреждение магистрального трубопровода тепловой сети в период отопительного сезона, если это привело к перерыву теплоснабжения потребителей на срок 36 ч и более.

Под *инцидент-отказом или повреждением технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте,* согласно РД.34.20.801-2000, понимается *отклонение от режима технологического процесса, нарушение положений федерального закона «о промышленной безопасности опасных производственных объектов», других федеральных законов и иных нормативных правовых актов российской федерации, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте (если они не содержат признаков аварии).*

По данным ООО «Теплосети» аварии на тепловых сетях в зоне действия котельной №11 в течение последних 5 лет не происходили.

Инциденты, вызванные коррозионными повреждениями труб, разрывами сварных швов, коррозией либо деформацией арматуры, засорами и прочими процессами, происходят ежегодно. Статистика отказов тепловых сетей от котельной №11 приведена в таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.4

Статистика отказов тепловых сетей котельной №11 за последние 5 лет

Год	Место повреждения	Дата и время обнаружения повреждения	Кол-во потребителей отключенных от теплоснабжения	Общая тепловая нагрузка потребителей, отключенных от теплоснабжения (из них объектов первой категории теплоснабжения: школы, детские сады, больницы) раздельно по нагрузке отопления, горячего водоснабжения)	Дата и время начала устранения повреждения	Дата и время завершения устранения повреждения	Дата и время включения теплоснабжения потребителям	Причины повреждения
2017 год	Котельная №11 участок от ТК 1-3 до ТК1-5	03.10.2017 13-30	17	0,85 Гкал/час	03.10.2017 14-00	04.10.2017 22-00	04.10.2017 23-00	коррозионный износ трубопровода
	Котельная №11 участок от ТК0-1 до ул.Гагарина,26	15.11.2017 11-00	3	0.12 Гкал/час	15.11.2017 11-30	15.11.2017 18-00	15.11.2017 18-20	коррозионный износ трубопровода
	Котельная №11 участок от ТК 6 до ТК 6-2	13.12.2017 12-00	23	0,92 Гкал/час	13.12.2017 12-30	14.12.2017 13-30	14.12.2017 14-00	коррозионный износ трубопровода
	Котельная №11 участок от ТК 15 до ТК 20	22.12.2017 12-00	8	0.4 Гкал/час	22.12.2017 12-30	22.12.2017 20-00	22.12.2017 20-30	коррозионный износ трубопровода

Год	Место повреждения	Дата и время обнаружения повреждения	Кол-во потребителей отключенных от теплоснабжения	Общая тепловая нагрузка потребителей, отключенных от теплоснабжения (из них объектов первой категории теплоснабжения: школы, детские сады, больницы) раздельно по нагрузке отопления, горячего водоснабжения)	Дата и время начала устранения повреждения	Дата и время завершения устранения повреждения	Дата и время включения теплоснабжения потребителям	Причины повреждения
2018 год	Котельная №11 участок от ТК 0-1 до ТК 0-2	05.10.2018 17-30	28	1,12 Гкал/час	05.10.2017 18-00	05.10.2018 23-00	05.10.2018 23-20	механическое повреждение трубопровода
	Котельная №11 участок от ТК 5 до ТК 5-1	20.11.2018 17-30	14	0,56 Гкал/час	20.11.2018 18-00	21.11.2018 14-00	21.11.2018 14-30	коррозионный износ трубопровода
	Котельная №11 участок от ТК 8 до ТК 9	02.12.2018 14-20	46	1,84 Гкал/час	02.12.2018 15-00	02.12.2018 23-00	02.12.2018 23-30	коррозионный износ трубопровода
2019 год	Котельная №11 участок от ТК 9 до ТК 10	26.09.2019 10-15	33	1,32 Гкал/час	26.09.2019 11-10	26.09.2019 23-00	26.09.2019 23-50	механическое повреждение трубопровода
	Котельная №11 участок от ТК 0-2 до ТК0-3	15.11.2019 06-15	27	1,2 Гкал/час	15.11.2019 07-00	15.11.2019 07-00	15.11.2019 15-40	механическое повреждение трубопровода

Год	Место повреждения	Дата и время обнаружения повреждения	Кол-во потребителей отключенных от теплоснабжения	Общая тепловая нагрузка потребителей, отключенных от теплоснабжения (из них объектов первой категории теплоснабжения: школы, детские сады, больницы) раздельно по нагрузке отопления, горячего водоснабжения)	Дата и время начала устранения повреждения	Дата и время завершения устранения повреждения	Дата и время включения теплоснабжения потребителям	Причины повреждения
2020 год	Котельная №11 участок от ТК 6-2 до ТК 6-3	15.03.2020 15-00	20	0,8 Гкал/час	15.03.2020 15-40	15.03.2020 22-30	15.03.2020 23-00	механическое повреждение трубопровода
	Котельная №11 участок от ТК 10 до ТК 11	27.03.2020 15-30	17	0,68 Гкал/час	27.03.2020 16-00	28.03.2020 10-00	28.03.2020 10-30	коррозионный износ трубопровода
2021 год	Котельная № 11 участок от ТК 1 до ТК2	22.09.2021 15-40	106	4,24 Гкал/час	22.09.2021 16-20	22.09.2021 23-00	22.09.2021 23-30	коррозионный износ трубопровода
	Котельная № 11 участок от ТК 1-2 до ТК 1-14	12.10.2021 15-20	6	0,24 Гкал/час	12.10.2021 16-00	12.10.2021 23-30	12.10.2021 23-50	коррозионный износ трубопровода

Анализ данных таблицы 3.1.4 показал, что продолжительность отказов тепловых сетей не превышала 36 часов.

Основной причиной инцидентов (69% случаев) является коррозионный износ трубопроводов, и лишь 31% - это отказы из-за механического повреждения трубопроводов.

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

В течение 5 последних лет статистика восстановлений (аварийно-восстановительных работ) тепловых сетей теплоснабжающей организацией не ведётся.

По данным ООО «Теплосети» среднее время, затрачиваемое на восстановление работоспособности тепловых сетей с надземной прокладкой составляет 2 - 4 часа, а сетей с подземной прокладкой - 6 - 8 часов, в зависимости от диаметра трубопровода, места прокладки и других факторов.

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

Проводимая ООО «Теплосети» диагностика состояния тепловых сетей основана на следующих процедурах:

- проверке технической документации;
- наружном осмотре трубопроводов без снятия изоляции с применением, в случае проведения энергоаудита, тепловизионной инфракрасной съёмки, позволяющей определить места утечек и участки тепловых сетей с большими теплопотерями;
- наружном осмотре трубопроводов со снятием изоляции с применением шурфовок для выявления состояния строительно-изоляционных конструкций, тепловой изоляции и трубопроводов;
- наружном осмотре оборудования в тепловых камерах;
- испытаниях отдельных участков трубопроводов на плотность.

Планирование ремонтных работ теплоснабжающей организацией основано на выполнении следующих мероприятий:

- контроле за сроками эксплуатации изоляционных материалов, трубопроводов и установленной на них арматуры;
- оценке частоты повреждений трубопроводов, арматуры и прочего оборудования;

- результатах диагностики состояния тепловых сетей.

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

Испытания тепловых сетей (гидравлические, температурные, на тепловые потери) ООО «Теплосети» не проводятся.

Летние ремонты выполняются ежегодно — согласно плану-графику. Необходимо отметить, что при планировании ремонтных работ организацией учитываются положения «Типовой инструкции по эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)» (РД 153-34.0-20.507-98).

В целях установления основных требований к организации и порядку обслуживания, ремонта тепловых сетей теплоснабжающей организацией разработан и принят технический регламент. Все работы по техническому осмотру, текущему и капитальному ремонту трубопроводов тепловых сетей, тепловых камер, узлов ввода проводятся в соответствии с ним.

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

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя определены ООО «Теплосети» на основании «Порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя», утверждённого Приказом Минэнерго России от 30.12.2015 года № 325 (в ред. Приказов Минэнерго России от 01.02.2017 г. № 36, от 10.08.2019 г. № 377) (далее по тексту - Порядок).

Все расчёты выполнены теплоснабжающей организацией в соответствии с главой II «Порядка», поскольку присоединённая к водяным тепловым сетям в зоне действия котельной №11 расчётная тепловая нагрузка составляет менее 50 Гкал/ч (58 МВт).

Значения нормативов, включённых в расчёт отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на 2020 г. и 2021 г., приведены в таблице 3.1.5.

Таблица 3.1.5 *Нормативы технологических потерь и затрат при передаче тепловой энергии на регулируемые периоды - 2020 г. и 2021 г.*

Наименование системы теплоснабжения	Тип теплоносителя, его параметры	Годовые затраты и потери теплоносителя, м³ (т)			Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал		
		нормативные на утверждённый период					
		с утечкой	технологические затраты	**всего**	через изоляцию	с затратами теплоносителя	**всего**
Котельная №11	горячая вода (95-70 ⁰С)	**2020 год**					
		13757	1389	**15146**	4576	517	**5093**
		2021 год					
		14088	330	**14418**	4530	563	**5093**

Из таблицы 3.1.5 видно, что в общем объёме годовых затрат и потерь теплоносителя (в м³) за 2020 год наибольший удельный вес (90,8%) занимают потери, вызванные утечкой теплоносителя. А в годовых затратах и потерях тепловой энергии (в Гкал) их доля составляет всего лишь 10,1%, остальная часть приходится на потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводов (89,8%). Аналогичная ситуация прослеживается и в 2021 году с небольшими изменениями в сторону увеличения доли потерь теплоносителя.

о) Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учёта тепловой энергии

Динамика годовых затрат и потерь теплоносителя, а также тепловой энергии при её передаче по тепловым сетям за 3 последних года представлена в таблицах 3.1.6 и 3.1.7 соответственно.

Таблица 3.1.6 *Сравнительный анализ фактических годовых затрат и потерь теплоносителя при передаче тепловой энергии с плановыми (нормативными) значениями в динамике за период 2019 - 2021 годы*

Наименование системы теплоснабжения	Годовые затраты и потери теплоносителя, м³ (т)								
	2019 год			2020 год			2021 год		
	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)
Котельная №11	18200	10734	7466	19300	10734	8566	23200	15146	8054

Таблица 3.1.7 *Сравнительный анализ фактических годовых затрат и потерь тепловой энергии при её передаче с плановыми (нормативными) значениями в динамике за период 2019 - 2021 годы*

Наименование системы теплоснабжения	Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал								
	2019 год			2020 год			2021 год		
	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)
Котельная №11	1978	5243	-3265	5890	5243	647	5051	5093	-42

Оценивая данные в таблице 3.1.6 можно сделать вывод о том, что фактические годовые затраты и потери теплоносителя (в м³) значительно превышают нормативные, при этом в течение анализируемого периода наблюдается их ежегодное увеличение.

По результатам анализа годовых затрат и потерь тепловой энергии (в Гкал) (таблица 3.1.7) фактическое значение превышает нормативное лишь в 2019 году на 647 Гкал, в 2018 и 2020 годах наоборот, нормативные значения выше фактических. При оценке фактических затрат и потерь тепловой энергии в динамике за последние 3 года можно отметить тенденцию их снижения. Данное обстоятельство связано с выполнением ра

бот по замене тепловых сетей.

Относительно фактического отпуска тепловой энергии в сеть доля потерь и затрат теплоэнергии находится в пределах 7,3% — 20,5%.

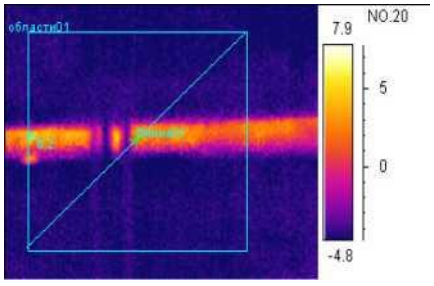
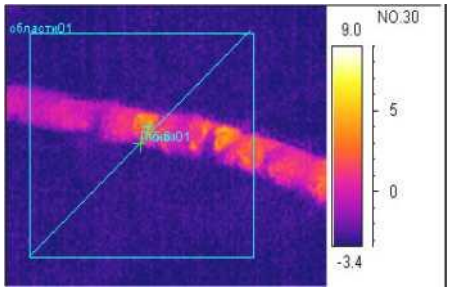
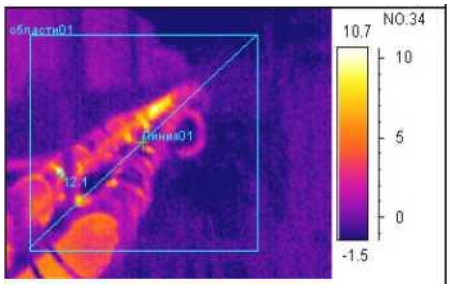
Основными причинами столь высоких значений тепловых потерь и затрат тепловой энергии являются:

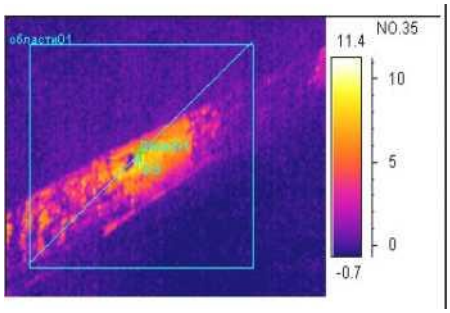
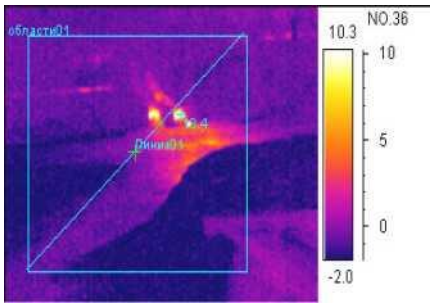
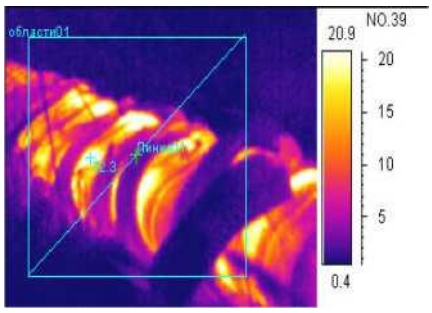
- высокий износ трубопроводов тепловых сетей;
- плохое состояние тепловой изоляции;
- неконтролируемый непосредственный водоразбор сетевой воды у потребителей;
- нарушение гидравлического режима тепловых сетей.

Фактическое состояние и наличие потерь тепловой энергии можно оценить также и по результатам тепловизионного обследования тепловых сетей, проведённого разработчиком и представленного в таблице 3.1.8.

Таблица 3.1.8

Результаты тепловизионного обследования тепловых сетей

Наименование объекта	Термограмма объекта обследования	Фотография объекта обследования	Выявленные проблемы
1. Участок наружного трубопровода теплоснабжения по ул. Гагарина			Потери тепловой энергии через изоляцию трубопровода теплоснабжения. Температура на поверхности теплоизоляции не превышает допустимое значение - 60°С (по СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»)
2. Участок наружного трубопровода теплоснабжения на ул. Толстого, рядом с детским садом			Аналогично п. 1 данной таблицы
3. Участок наружного трубопровода теплоснабжения на ул. Маяковского			Аналогично п. 1 данной таблицы

Наименование объекта	Термограмма объекта обследования	Фотография объекта обследования	Выявленные проблемы
4. Участок наружного трубопровода теплоснабжения на ул. Островского			Аналогично п. 1 данной таблицы
5. Тепловая камера (ТК 0-3) от котельной №11 (ул. Островского — ул. Маяковского)			Потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводов теплоснабжения наружной и подземной прокладки. Температура на поверхности теплоизоляции не превышает допустимое значение - 60ºС (по СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети») 6. Участок
наружного трубопровода теплоснабжения на ул. Толстого, 50 (рядом с домом престарелых)			Аналогично п. 1 данной таблицы

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей отсутствуют.

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

Теплопотребляющие установки потребителей присоединены к тепловым сетям в зоне действия котельной №11 по зависимой схеме без смешения. Система теплоснабжения — закрытая. В связи с этим принят график температурного регулирования отпуска тепловой энергии потребителям —

85/65 ^{0}С.

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

По данным ООО «Теплосети» на 01.01.2021 г. уровень оснащённости потребителей коммерческими приборами учёта тепловой энергии и теплоносителя составил 25,1%. Подробная информация об их количестве у разных групп потребителей приведена в таблице 3.1.9.

Таблица 3.1.9

Сведения об оснащённости зданий приборами учёта тепловой энергии и теплоносителя по состоянию на 01.01.2021 г.

Наименование группы потребителей	Общее количество точек поставки тепловой энергии, шт.	из них		Уровень оснащённости приборами учёта тепловой энергии и теплоносителя, %
		Количество точек поставки, оборудованных приборами учёта тепловой энергии и теплоносителя, шт.	Количество точек поставки, не оборудованных приборами учёта тепловой энергии и теплоносителя, шт.	
Котельная №11				
отопление				
Жилые здания, всего	*141*	*17*	*124*	*12,1%*
Население	141	17	124	12,1%
Нежилые здания, всего	*86*	*40*	*46*	*46,5%*
Бюджетные учреждения, организации	34	17	17	50,0%
Прочие организации	52	23	29	44,2%
Итого:	**227**	**57**	**170**	**25,1%**

Основным документом, содержащим краткосрочный план установки приборов учёта тепловой энергии и теплоносителя у потребителей, является муниципальная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории Красновишерского городского округа на 2019 - 2021 г.г.» (далее по тексту - Программа).

В соответствии с Программой за период с 2019 по 2021 годы в многоквартирных домах Красновишерского городского округа запланирована установка 58 шт. общедомовых приборов учёта тепловой энергии и теплоносителя: в 2019 году - 20 шт., в 2021 году - 19 шт., в 2021 году - 19 шт.

Кроме вышеназванного документа в Красновишерском городском округе разработана «Муниципальная адресная программа по установке коллективных (общедомовых) приборов учёта энергетических ресурсов в

многоквартирных домах», согласно которой в течение 2021 года должны быть установлены 23 общедомовых прибора учёта в 22 многоквартирных домах, из них 20 шт. - по учёту горячего водоснабжения и 3 шт. - по учёту тепловой энергии.

По состоянию на 01.01.2021 г. общее количество общедомовых приборов учёта тепловой энергии и теплоносителя в многоквартирных домах Красновишерского городского округа соответствует 41 шт. Таким образом, исходя из принятых программ, их количество на начало 2022 года должно составить не менее 64 шт. Общий уровень оснащённости коммерческими приборами учёта многоквартирных домов увеличится с 9,5% до 14,8 %.

В связи с тем, что Программой не предусмотрены мероприятия по оснащению коммерческими приборами учёта тепловой энергии и теплоносителя зданий, занимаемых бюджетными учреждениями, а также иными организациями, провести анализ планов по их установке не представляется возможным.

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

Диспетчерская служба как самостоятельное подразделение в ООО «Теплосети» отсутствует. Обязанности диспетчеров выполняют работники организации согласно утверждаемому ежемесячно графику дежурств.

Дежурный диспетчер, а также оперативный персонал котельной обеспечены телефонной и сотовой связью.

Технические средства телемеханизации на тепловых сетях, присоединённых к котельной №11, отсутствуют.

Средства автоматизации установлены только на источнике тепловой энергии - водогрейных котлах. Для автоматического управления водогрейными котлами используется блок управления - БУК-03(У).

Поддержание заданного давления и температуры теплоносителя в тепловых сетях обеспечивается за счёт ручного регулирования работы оборудования на источнике тепла.

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

Центральные тепловые пункты, насосные станции в системе теплоснабжения от котельной №11 отсутствуют. В связи с этим описать уровень их автоматизации и обслуживания не представляется возможным.

ф) СвеДения о наличии защиты тепловых сетей от превышения Давления

Защита тепловых сетей ООО «Теплосети» от превышения давления не предусмотрена.

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

Бесхозяйные тепловые сети в Красновишерском городском округе отсутствуют.

3.2. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты, находящиеся в эксплуатации ООО «Теплосети»

а) Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект

Котельная №2

Отпуск тепловой энергии от котельной №2 на нужды отопления осуществляется по четырём выводам диаметрами 80 мм, 100 мм (2) и 300 мм, для нужд горячего водоснабжения по трём выводам диаметрами 50 мм (2) и 80 мм.

Система теплоснабжения двухтрубная, закрытая.

Схема тепловых сетей тупиковая.

Распределительные и внутриквартальные тепловые сети общей протяжённостью 7893 м в двухтрубном исчислении, присоединены к зданиям, расположенным на улицах: Жукова, Яборова, Нефтяников, Мира, Сосновая, Заводская, 1 Мая, Дружбы.

Местные системы отопления присоединены к тепловым сетям, протяжённостью — 5457 м в двухтрубном исчислении, по зависимой схеме без смешения.

Системы горячего водоснабжения присоединены к тепловым сетям, протяжённостью 2436 м в двухтрубном исчислении, по независимой схеме.

Резервные перемычки на тепловых сетях отсутствуют.

Насосное и другое электротехническое оборудование, предназначенное для передачи тепловой энергии, в составе тепловой сети отсутствует.

Котельная №3

Отпуск тепловой энергии от котельной №3 на нужды отопления осуществляется по одному выводу Dy = 100 мм, для нужд горячего водоснабжения по второму - Dy = 100 мм.

Система теплоснабжения двухтрубная, закрытая.

Схема тепловых сетей радиально-тупиковая.

Распределительные и внутриквартальные тепловые сети общей протяжённостью 3656 м в двухтрубном исчислении, присоединены к зданиям, расположенным на улицах: Коммунальная, Березина, Победы, Матросова, Чкалова, Гагарина, Куйбышева, Лоскутова.

Местные системы отопления присоединены к тепловым сетям, протяжённостью - 1976 м в двухтрубном исчислении, по зависимой схеме без смешения.

Системы горячего водоснабжения присоединены к тепловым сетям, протяжённостью 1680 м в двухтрубном исчислении, по независимой схеме.

В целях обеспечения надёжности к тепловым сетям в зоне действия котельной № 3 присоединён трубопровод (резервная перемычка) по схеме:

- котельная №3 участок теплосети между ТК 12 и ТК 12-2 (от котельной №11).

Насосное и другое электротехническое оборудование, предназначенное для передачи тепловой энергии, в составе тепловой сети отсутствует.

Котельная №7

Отпуск тепла от котельной №7 осуществляется по двум выводам Dy = 200 мм и одному - на мастерские УПК диаметром 50 мм.

Система теплоснабжения двухтрубная, закрытая.

Схема тепловых сетей тупиковая.

Распределительные и внутриквартальные тепловые сети общей протяжённостью 3115 м в двухтрубном исчислении, присоединены к зданиям, расположенным на улицах: Спортивная, Куйбышева, К.Маркса, Школьная, Советская, Березина, Победы.

Местные системы отопления присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме без смешения.

Горячее водоснабжение организовано только у 16 потребителей (8 многоквартирных домов, 8 организаций), подключенных к данной котельной. Подогрев воды для нужд горячего водоснабжения осуществляется с помощью бойлеров.

Резервные перемычки на тепловых сетях отсутствуют.

Насосное и другое электротехническое оборудование, предназначенное для передачи тепловой энергии, в составе тепловой сети отсутствует.

б) Бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Бумажная схема тепловых сетей в зонах действия котельных №2, №3 и №7 представлена в картографическом приложении к настоящему документу.

в) Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки

Котельная №2

Общая протяжённость тепловых сетей, присоединённых к котельной №2, составляет 15786 м в однотрубном исчислении.

Среднегодовой объём тепловых сетей равен 164,24 м^3, а общая материальная характеристика - 1760,72 м^2.

Сети имеют подземный тип прокладки, причём 14180,0 м трубопроводов (89,8%) проложены в непроходных каналах, а 10,2% или 1606 м в однотрубном исчислении - бесканально.

В качестве изоляционного материала используются минераловатные маты марки: 125 (21,6% от протяжённости теплосетей) и изолон марки: Б-1 (78,4% от протяжённости теплосетей).

В местах подземной прокладки теплосетей преобладают делювиальные суглинки с расчётным сопротивлением 2,0 - 3,0 кгс/см^2, реже - супеси пластичные с сопротивлением 2,0 кгс/см^2. Данные почвы слабо подвижны, в связи с этим оценка и выделение наименее надёжных участков обусловлена годами ввода трубопроводов в эксплуатацию, а также состоянием строительных конструкций.

Следует отметить, что по состоянию на 01.01.2021 г. срок службы 23,7% (3736,0 м в однотрубном исчислении) тепловых сетей превышает нормативный - 25 лет. Поэтому все участки с годом прокладки свыше этого значения нельзя считать надёжными.

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии по котельной №2 приведена в таблице 3.2.1.1

Котельная №3

Общая протяжённость тепловых сетей, присоединённых к котельной №3, составляет 7312,0 м в однотрубном исчислении.

Среднегодовой объём тепловых сетей равен 61,12 м^3, а общая материальная характеристика - 769,62 м^2.

Сети имеют как подземный, так и надземный тип прокладки. 6932,0 м трубопроводов (94,8%) проложены в непроходных каналах, а 380,0 м (в

однотрубном исчислении) или 5,2 % трубопроводов - на открытом воздухе.

В качестве изоляционного материала используются минераловатные маты марки: 125 (55,0% от протяжённости теплосетей) и изолон марки: Б-1 (45,0% от протяжённости теплосетей).

В местах подземной прокладки теплосетей также преобладают делювиальные суглинки с расчётным сопротивлением 2,0 - 3,0 кгс/см^2, реже - супеси пластичные с сопротивлением 2,0 кгс/см^2.

Следует отметить, что по состоянию на 01.01.2021 г. срок службы 30,0% (2200,0 м в однотрубном исчислении) тепловых сетей превышает нормативный - 25 лет. Поэтому все участки с годом прокладки свыше этого значения нельзя считать надёжными.

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии по котельной №3 приведена в таблице 3.2.1.2

Котельная №7

Общая протяжённость тепловых сетей, присоединённых к котельной №7, составляет 6230,0 м в однотрубном исчислении.

Среднегодовой объём тепловых сетей равен 108,12 м^3, а общая материальная характеристика - 908,58 м^2.

Сети имеют как подземный, так и надземный тип прокладки. 6000,0 м трубопроводов (96,3%) проложены в непроходных каналах, а 230,0 м (в однотрубном исчислении) или 3,7 % трубопроводов - на открытом воздухе.

В качестве изоляционного материала используются минераловатные маты марки: 125 (48,8% от протяжённости теплосетей) и изолон марки: Б-1 (51,2% от протяжённости теплосетей).

В местах подземной прокладки теплосетей преобладают делювиальные суглинки с расчётным сопротивлением 2,0 - 3,0 кгс/см^2, реже - супеси пластичные с сопротивлением 2,0 кгс/см^2. Данные почвы слабо подвижны, в связи с этим оценка и выделение наименее надёжных участков обусловлена годами ввода трубопроводов в эксплуатацию, а также состоянием строительных конструкций.

Следует отметить, что по состоянию на 01.01.2021 г. срок службы тепловых сетей не превышает нормативный - 25 лет.

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии по котельной №7 приведена в таблице 3.2.1.3

Для восприятия температурных удлинений теплопровода и разгрузки труб от температурных напряжений и деформаций на сетях от котельных №2, №3 и №7 применяются П-образные и сальниковые компенсаторы, также используются естественные изменения направления трассы (само-компенсация).

Таблица 3.2.1.2

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии от котельной №2

№ п/п	Диаметр наружный, м	Характеристика тепловых сетей со сроком службы менее 25 лет						Характеристика тепловых сетей со сроком службы 25 лет и более						Общая характеристика тепловых сетей в зоне действия источника теплоснабжения							
		Тип прокладки						Тип прокладки						Тип прокладки						Всего	
		надземная		подземная				надземная		подземная				надземная		подземная					
				канальная		бесканальная				канальная		бесканальная				канальная		бесканальная			
		протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²
1	0,032			408,0	13,1									0,0	0,0	408,0	13,1	0,0	0,0	408,0	13,1
2	0,038													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,057			2980,0	169,9									0,0	0,0	2980,0	169,9	0,0	0,0	2980,0	169,9
4	0,076													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,089			2710,0	241,2					1488,0	132,4			0,0	0,0	4198,0	373,6	0,0	0,0	4198,0	373,6
6	0,108			2992,0	323,1	1606,0	173,4							0,0	0,0	2992,0	323,1	1606,0	173,4	4598,0	496,6
7	0,114													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,133													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	0,159			1354,0	215,3									0,0	0,0	1354,0	215,3	0,0	0,0	1354,0	215,3
10	0,219									2248,0	492,3			0,0	0,0	2248,0	492,3	0,0	0,0	2248,0	492,3
11	0,325													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,426													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 3.2.1.2

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии от котельной №2

Итого:	**0,0**	**0,0**	**10444,0**	**962,5**	**1606,0**	**173,4**	**0,0**	**0,0**	**3736,0**	**624,7**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**14180,0**	**1587,3**	**1606,0**	**173,4**	**15786,0**	**1760,7**

Таблица 3.2.1.2

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии от котельной №2

№ п/п	Диаметр наружный, м	Характеристика тепловых сетей со сроком службы менее 25 лет						Характеристика тепловых сетей со сроком службы 25 лет и более						Общая характеристика тепловых сетей в зоне действия источника теплоснабжения							
		Тип прокладки						Тип прокладки						Тип прокладки						Всего	
		надземная		подземная				надземная		подземная				надземная		подземная					
				канальная		бесканальная				канальная		бесканальная				канальная		бесканальная			
		протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²
1	0,032			190,0	6,1									0,0	0,0	190,0	6,1	0,0	0,0	190,0	6,1
2	0,038													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,057			670,0	38,2					260,0	14,8			0,0	0,0	930,0	53,0	0,0	0,0	930,0	53,0
4	0,076	380,0	28,9											380,0	28,9	0,0	0,0	0,0	0,0	380,0	28,9
5	0,089			1380,0	122,8									0,0	0,0	1380,0	122,8	0,0	0,0	1380,0	122,8
6	0,108			920,0	99,4					1940,0	209,5			0,0	0,0	2860,0	308,9	0,0	0,0	2860,0	308,9
7	0,114													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,133													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	0,159			1572,0	249,9									0,0	0,0	1572,0	249,9	0,0	0,0	1572,0	249,9
10	0,219													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,325													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,426													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 3.2.1.2

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии от котельной №2

Итого:	**380,0**	**28,9**	**4732,0**	**516,4**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**2200,0**	**224,3**	**0,0**	**0,0**	**380,0**	**28,9**	**6932,0**	**740,7**	**0,0**	**0,0**	**7312,0**	**769,6**

Таблица 3.2.1.3

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии от котельной №7

№ п/п	Диаметр наружный, м	Характеристика тепловых сетей со сроком службы менее 25 лет						Характеристика тепловых сетей со сроком службы 25 лет и более						Общая характеристика тепловых сетей в зоне действия источника теплоснабжения							
		Тип прокладки						Тип прокладки						Тип прокладки						Всего	
		надземная		подземная				надземная		подземная				надземная		подземная					
				канальная		бесканальная				канальная		бесканальная				канальная		бесканальная			
		протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²	протяжённость, м	материальная характеристика, м²
1	0,032			110,0	3,5									0,0	0,0	110,0	3,5	0,0	0,0	110,0	3,5
2	0,038													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,057	100,0	5,7	466,0	26,6									100,0	5,7	466,0	26,6	0,0	0,0	566,0	32,3
4	0,076			544,0	41,3									0,0	0,0	544,0	41,3	0,0	0,0	544,0	41,3
5	0,089			124,0	11,0									0,0	0,0	124,0	11,0	0,0	0,0	124,0	11,0
6	0,108	130,0	14,0	1522,0	164,4									130,0	14,0	1522,0	164,4	0,0	0,0	1652,0	178,4
7	0,114													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,133													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	0,159			1104,0	175,5									0,0	0,0	1104,0	175,5	0,0	0,0	1104,0	175,5
10	0,219			2130,0	466,5									0,0	0,0	2130,0	466,5	0,0	0,0	2130,0	466,5
11	0,325													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,426													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 3.2.1.3

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии от котельной №7

Итого:	**230,0**	**19,7**	**6000,0**	**888,8**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**230,0**	**19,7**	**6000,0**	**888,8**	**0,0**	**0,0**	**6230,0**	**908,6**

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

Регулирующая арматура на тепловых сетях отсутствует. В качестве запорной арматуры используются задвижки, вентили, краны, затворы. По данным ООО «Теплосети» на сетях их установлено более 322 шт., подробное описание типов и количества арматуры приведено в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2 *Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях от котельных №2, №3 и №7*

Вид арматуры	Тип арматуры	Количество арматуры на тепловых сетях по диаметрам трубопроводов (шт.)						**Всего, шт.**
		Диаметр условный (Dy'), м						
		25	40	50	80	100	150	
Котельная №2								
Запойная	бронзовый вентиль 15Б1П	24	12	4				**40**
	вентиль чугунный 15кч18п	12	8					**20**
	задвижка чугунная с выдвижным шпинделем фланцевая 30ч6бр				12	10	4	**26**
	поворотный затвор				8	10		**18**
	задвижка чугунная с обрезиненным клином МЗВ			8	14	6		**28**
	кран шаровый муфтовый 11Б27П1		14	6				**20**
Регулирующая		-	-	-	-	-	-	-
	ИТОГО:	**36**	**34**	**18**	**34**	**26**	**4**	**152**
Котельная №3								
Запорная	бронзовый вентиль 15Б1П	12	6	6				**24**
	вентиль чугунный 15кч18п	8	6	4				**18**
	задвижка чугунная с выдвижным шпинделем фланцевая 30ч6бр			8	10	12	4	**34**
	поворотный затвор			2	4			**6**
	задвижка чугунная с обрезиненным клином МЗВ			8	6	4		**18**
	кран шаровый муфтовый 11Б27П1	12	10	6				**28**
Регулирующая		-	-	-	-	-	-	-
	ИТОГО:	**32**	**22**	**34**	**20**	**16**	**4**	**128**
Вид арматуры	Тип арматуры	Количество арматуры на тепловых сетях по диаметрам трубопроводов (шт.)						**Всего, шт.**

		Диаметр условный (Dy'), м						
		25	40	50	80	100	150	
Котельная № 7								
Запорная	бронзовый вентиль 15Б1П	2						**2**
	вентиль чугунный 15кч18п		4					**4**
	задвижка чугунная с выдвижным шпинделем фланцевая 30ч6бр			4	8	4	2	**18**
	поворотный затвор			4				**4**
	задвижка чугунная с обрезиненным клином МЗВ			2	4	2		**8**
	кран шаровый муфтовый 11Б27П1	2	4					**6**
Регулирующая		-	-	-	-	-	-	-
	ИТОГО:	**4**	**8**	**10**	**12**	**6**	**2**	**42**
	ВСЕГО по организации:	***72***	***64***	***62***	***66***	***48***	***10***	***322***

д) Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Тепловые камеры на тепловых сетях данной организации выполнены как в подземном, так и в надземном исполнении, и имеют следующие строительные особенности:

- основание — железобетонное (монолитное или сборное);
- стены железобетонные из блоков или кирпича;
- перекрытия деревянные, а также из сборного железобетона (балки, плиты) с расположенными в них люками (2 шт. реже 4 шт.).

Высота камер не превышает 1,8 — 2,0 м. Внутренние габариты соответствуют числу и диаметру проложенных труб, размерам установленного оборудования (задвижек, сальниковых компенсаторов и др.). Приямки для отведения сточных вод в сбросные колодцы или дренаж отсутствуют.

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

Отпуск тепла потребителям осуществляется ООО «Теплосети» по температурному графику центрального качественного регулирования для систем отопления и горячего водоснабжения - 85/65 ^{0}С при верхней срезке +10 ^{0}С. Данное обстоятельство соответствует требованиям пункта 7.4 СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети», поскольку расчётная температура наружного воздуха в целях проектирования отопления ниже -30 ^{0}С (равна -37 ^{0}С).

Между тем следует отметить, что постановлением Правительства РФ от 06.05.2018 г. №354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»

утверждены Правила предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов (далее по тексту - Правила).

Согласно п. 5 данных Правил начало и окончание отопительного периода ограничено среднесуточной температурой наружного воздуха +8 ^{0}С.

В связи с тем, что действие Правил распространяется на отношения между исполнителями и потребителями коммунальных услуг, устанавливают их права и обязанности, порядок заключения договора, определяют основания и порядок приостановления или ограничения предоставления коммунальных услуг, то верхняя срезка температурного графика качественного регулирования для систем отопления должна соответствовать температуре наружного воздуха не +10 ^{0}С, а +8 ^{0}С.

Исходя из вышеизложенного разработчиком рекомендована корректировка утверждённого на 2021 год температурного графика.

Выбор графика отпуска тепла, как указывалось выше, обусловлен технологическими особенностями оборудования источников, тепловых сетей и потребителей.

Подробнее значения температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе, принятые в графике, приведены в таблице 2.2.6 обосновывающих материалов.

ж) Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

В целях определения фактического температурного режима отпуска тепла в тепловые сети, эксплуатируемые ООО «Теплосети» разработчиком проводились инструментальные замеры:

- температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе на источнике теплоснабжения;
- температуры наружного воздуха.

Результаты измерений приведены в таблицах 3.2.3.1, 3.2.3.2, 3.2.3.3. Сравнение полученных значений осуществлялось с показателями действующего в 2021 году температурного графика.

Таблица 3.2.3.1

№ п/п	Наименование параметра	Ед. изм.	Условное обозначение	Значения параметра по ***котельной №2***
1	**Дата инструментального обследования**	**12.10.2020 г.**		
2	**Температура наружного воздуха**	°С	$t_{нар}$	+4
3	**Температура теплоносителя в тепловых сетях**			
3.1	Температура теплоносителя на выходе из котельной (подающий трубопровод)	°С	$t_{п}$	57,6
3.2	Температуры теплоносителя на входе в котельную (обратный трубопровод)	°С	$t_{о}$	53,2

По результатам измерений, зафиксированных в таблице 3.2.3.1, установлено:

- Температура теплоносителя в подающем трубопроводе (на выходе из котельной) не соответствует значению, предусмотренному температурным графиком (44,5 °С) - завышена на 13,1 °С.
- Температура теплоносителя в обратном трубопроводе (на входе в котельную) также не соответствует значению, предусмотренному температурным графиком (39,6 °С) - завышена на 13,6 °С.
- Разница температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах составила 4,4 °С, что на 0,5 °С ниже разницы температур, предусмотренной эксплуатационным температурным графиком.

Таблица 3.2.3.2

№ п/п	Наименование параметра	Ед. изм.	Условное обозначение	Значения параметра по ***котельной №3***
1	**Дата инструментального обследования**	**10.10.2020 г.**		
2	**Температура наружного воздуха**	°С	$t_{нар}$	+3
3	**Температура теплоносителя в тепловых сетях**			
3.1	Температура теплоносителя на выходе из котельной (подающий трубопровод)	°С	$t_{п}$	56,7
3.2	Температуры теплоносителя на входе в котельную (обратный трубопровод)	°С	$t_{о}$	48,5

По результатам измерений, зафиксированных в таблице 3.2.3.2, установлено:

- Температура теплоносителя в подающем трубопроводе (на выходе из котельной) не соответствует значению, предусмотренному температурным графиком (46,0 °С) - завышена на 10,7 °С.

- Температура теплоносителя в обратном трубопроводе (на входе в котельную) также не соответствует значению, предусмотренному температурным графиком (40,7 °С) - завышена на 7,8 °С.
- Разница температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах составила 8,2 °С, что на 2,9 °С выше разницы температур, предусмотренной эксплуатационным температурным графиком.

Таблица 3.2.3.3

№ п/п	Наименование параметра	Ед. изм.	Условное обозначение	Значения параметра по ***котельной № 7***
1	**Дата инструментального обследования**	**08.10.2020 г.**		
2	**Температура наружного воздуха**	°С	$t_{нар}$	+2
3	**Температура теплоносителя в тепловых сетях**			
3.1	Температура теплоносителя на выходе из котельной (подающий трубопровод)	°С	$t_{п}$	57,7
3.2	Температуры теплоносителя на входе в котельную (обратный трубопровод)	°С	$t_{о}$	51,6

По результатам измерений, зафиксированных в таблице 3.2.3.3, установлено:

- Температура теплоносителя в подающем трубопроводе (на выходе из котельной) не соответствует значению, предусмотренному температурным графиком (47,4 °С) - завышена на 10,3 °С.
- Температура теплоносителя в обратном трубопроводе (на входе в котельную) также не соответствует значению, предусмотренному температурным графиком (41,8 °С) - завышена на 9,8 °С.
- Разница температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах составила 6,1 °С, что на 0,5 °С выше разницы температур, предусмотренной эксплуатационным температурным графиком.

Таким образом, в процессе анализа фактического температурного режима отпуска тепловой энергии с котельных, эксплуатируемых ООО «Теплосети», выявлены незначительные отклонения от утверждённого температурного графика. Вместе тем, наблюдаемое превышение температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах свидетельствует о необходимости проведения наладки тепловой сети.

з) Гидравлические режимы тепловых сетей

Расчёт гидравлического режима был выполнен в специально разработанной программе для системы теплоснабжения Красновишерского городского округа (результаты приведены в приложении 2).

и) Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за

последние 5 лет

По данным ООО «Теплосети» аварии на тепловых сетях в зоне действия котельных №2, №3 и №7 в течение последних 5 лет не происходили.

Инциденты, вызванные коррозионными повреждениями труб, разрывами сварных швов, коррозией либо деформацией арматуры, засорами и прочими процессами, происходят ежегодно. Статистика отказов тепловых сетей от котельных №2, №3 и №7 приведена в таблице 3.2.4.

Таблица 3.2.4

Статистика отказов тепловых сетей котельных №2, №3 и №7 за последние 5 лет

1. Отопительный период

Год	Место повреждения	Дата и время обнаружения повреждения	Кол-во потребителей отключенных от теплоснабжения	Общая тепловая нагрузка потребителей, отключенных от теплоснабжения (из них объектов первой категории теплоснабжения: школы, детские сады, больницы) раздельно по нагрузке отопления, горячего водоснабжения)	Дата и время начала устранения повреждения	Дата и время завершения устранения повреждения	Дата и время включения теплоснабжения потребителям	Причины повреждения
2017 год	-	-	-	-	-	-	-	-
2018 год	Котельная № 2 участок от ТК 1 до ТК 2	15.11.2018 10-30	81	3,24 Гкал/час- отопление 0,37Гкал/час-ГВС	15.11.2018 11-00	15.11.2018 19-00	15.11.2018 19-30	коррозионный износ трубопровода
2019 год	Котельная №7 участок от ТК17 до ТК 18	02.11.2019 12-20	14	4,1 Гкал/час	02.11.2019 13-00	02.11.2019 22-40	02.11.2019 23-05	коррозионный износ трубо провода
2020 год	-	-	-	-	-	-	-	-
2021 год	-	-	-	-	-	-	-	-

2. Неотопительный период

Год	Место повреждения	Дата и время обнаружения повреждения	Кол-во потребителей отключенных от ГВС	Общая тепловая нагрузка потребителей, отключенных от теплоснабжения (из них объектов первой категории теплоснабжения: школы, детские сады, больницы) по нагрузке ГВС	Дата и время начала устранения повреждения	Дата и время завершения устранения повреждения	Дата и время включения теплоснабжения потребителям	Причины повреждения
2017 год	Котельная №3 участок от кот№3 до ул.Дзержинского,24	12.06.2017 15-00	7	0,49 Гкал/час	12.06.2017 15-30	12.06.2017 20-30	12.06.2017 20-50	коррозионный износ трубопровода
	Котельная №2 участок от ТК 12 до ТК 13	06.08.2017 15-30	6	0,13 Гкал/час	06.08.2017 16-00	06.08.2017 21-00	06.08.2017 21-20	коррозионный износ трубопровода
2018 год	Котельная №7 участок от ТК 25 до ТК 26	15.05.2018 17-00	5	0,16 Гкал/час	15.05.2018 17-30	15.05.2018 22-00	15.05.2018 22-20	коррозионный износ трубопровода
2019 год	Котельная №2 участок от ТК 4 до ТК 5	23.07.2019 10-00	17	0,34 Гкал/час	23.07.2019 10-30	23.07.2019 17-30	23.07.2019 18-00	коррозионный износ трубопровода
	Котельная №3 участок от ТК 17 до ТК 17-1	08.08.2019 14-20	5	0,05 Гкал/час	08.08.2019 15-00	08.08.2019 21-00	08.08.2019 21-30	коррозионный износ трубопровода

Год	Место повреждения	Дата и время обнаружения повреждения	Кол-во потребителей отключенных от ГВС	Общая тепловая нагрузка потребителей, отключенных от теплоснабжения (из них объектов первой категории теплоснабжения: школы, детские сады, больницы) по нагрузке ГВС	Дата и время начала устранения повреждения	Дата и время завершения устранения повреждения	Дата и время включения теплоснабжения потребителям	Причины повреждения
2020 год	Котельная №7 участок от ТК 20 до ТК 25	20.05.2020 13-20	5	0,14 Гкал/час	20.05.2020 14-00	20.05.2020 18-00	20.05.2020 18-30	коррозионный износ трубопровода
2021 год	-	-	-	-	-	-	-	-

Анализ данных таблицы 3.2.4 показал, что продолжительность отказов тепловых сетей не превышала 36 часов.

Основной причиной инцидентов (100% случаев) является коррозионный износ трубопроводов.

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

В течение 5 последних лет статистика восстановлений (аварийно-восстановительных работ) тепловых сетей теплоснабжающей организацией не ведётся.

По данным ООО «Теплосети» среднее время, затрачиваемое на восстановление работоспособности тепловых сетей с надземной прокладкой составляет 2 — 4 часа, а сетей с подземной прокладкой - 6 - 8 часов, в зависимости от диаметра трубопровода, места прокладки и других факторов.

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

Проводимая ООО «Теплосети» диагностика состояния тепловых сетей основана на следующих процедурах:

- проверке технической документации;
- наружном осмотре трубопроводов без снятия изоляции с применением, в случае проведения энергоаудита, тепловизионной инфракрасной съёмки, позволяющей определить места утечек и участки тепловых сетей с большими теплопотерями;
- наружном осмотре трубопроводов со снятием изоляции с применением шурфовок для выявления состояния строительно-изоляционных конструкций, тепловой изоляции и трубопроводов;
- наружном осмотре оборудования в тепловых камерах;
- испытаниях отдельных участков трубопроводов на плотность.

Планирование ремонтных работ теплоснабжающей организацией основано на выполнении следующих мероприятий:

- контроле за сроками эксплуатации изоляционных материалов, трубопроводов и установленной на них арматуры;
- оценке частоты повреждений трубопроводов, арматуры и прочего оборудования;

- результатах диагностики состояния тепловых сетей.

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

Испытания тепловых сетей (гидравлические, температурные, на тепловые потери) ООО «Теплосети» не проводятся.

Летние ремонты выполняются ежегодно — согласно плану-графику. Необходимо отметить, что при планировании ремонтных работ организацией учитываются положения «Типовой инструкции по эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)» (РД 153-34.0-20.507-98).

В целях установления основных требований к организации и порядку обслуживания, ремонта тепловых сетей теплоснабжающей организацией разработан и принят технический регламент. Все работы по техническому осмотру, текущему и капитальному ремонту трубопроводов тепловых сетей, тепловых камер, узлов ввода проводятся в соответствии с ним.

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

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя определены ООО «Теплосети» на основании «Порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя», утверждённого Приказом Минэнерго России от 30.12.2015 года № 325 (в ред. Приказов Минэнерго России от 01.02.2017 г. № 36, от 10.08.2019 г. № 377) (далее по тексту - Порядок).

Все расчёты выполнены теплоснабжающей организацией в соответствии с главой II «Порядка», поскольку присоединённая к водяным тепловым сетям в зонах действия котельных №2, №3 и №7 расчётная тепловая нагрузка составляет менее 50 Гкал/ч (58 МВт).

Значения нормативов, включённых в расчёт отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на 2020 г. и 2021 г., приведены в таблице 3.2.5.

Таблица 3.2.5

Нормативы технологических потерь и затрат при передаче тепловой энергии на регулируемые периоды - 2020 г. и 2021 г.

Наименование системы тепло-снабжения	Тип теплоносителя, его пара-метры	Годовые затраты и потери теплоносителя, м³ (т)			Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал		
		нормативные на утверждённый период					
		с утечкой	технологические затраты	**всего**	через изоляцию	с затратами теп-лоносителя	**всего**
Котельная №2	горячая вода (95-70 °С)	**2020 год**					
		3537	5	**3542**	3069	146	**3215**
		2021 год					
		3537	2	**3539**	3069	146	**3215**
Котельная №3	горячая вода (95-70 °С)	**2020 год**					
		1335	2	**1337**	1486	54	**1540**
		2021 год					
		1335	4	**1339**	1486	54	**1540**
Котельная №7	горячая вода (95-70 °С)	**2020 год**					
		2348	1	**2349**	1292	118	**1410**
		2021 год					
		2348	2	**2350**	1292	118	**1410**
ИТОГО за 2020 г.:		**7220**	**8**	**7228**	5847	318	**6165**
ИТОГО за 2021 г.:		**7220**	**8**	**7228**	5847	318	**6165**

Из таблицы 3.2.5 видно, что в общем объёме годовых затрат и потерь теплоносителя (в м³) по данной организации за 2021 год наибольший удельный вес (49%) занимают потери, вызванные утечкой теплоносителя в тепловых сетях от котельной №2, а наименьший (18,5%) — в тепловых сетях от котельной №3. Та же тенденция наблюдается и в годовых затратах и потерях тепловой энергии, выраженных в Гкал, за 2021 год.

Аналогичным образом складывается ситуация и в 2021 году.

Стоит отметить, что размер годовых затрат и потерь тепловой энергии через изоляцию составляет 94,8% (5847 Гкал) от общей суммы и лишь 5,2% (318 Гкал) вызвано затратами теплоносителя.

о) Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учёта тепловой энергии

Динамика годовых затрат и потерь теплоносителя, а также тепловой энергии при её передаче по тепловым сетям за 3 последних года представлена в таблицах 3.2.6 и 3.2.7 соответственно.

Таблица 3.2.6 *Сравнительный анализ фактических годовых затрат и потерь теплоносителя при передаче тепловой энергии с плановыми (нормативными) значениями в динамике за период 2018 - 2020 годы*

Наименование системы теплоснабжения	Годовые затраты и потери теплоносителя, м³ (т)								
	2018 год			2019 год			2020 год		
	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)
Котельная №2	8810	6118	2692	4650	3608	1042	4670	3542	1128
Котельная №3				0	1339	-1339	3591	1337	2254
Котельная №7				0	2350	-2350	3314	2349	965
ИТОГО:	**8810**	**6118**	**2692**	**4650**	**7297**	**-2647**	**11575**	**7228**	**4347**

Таблица 3.2.7 *Сравнительный анализ фактических годовых затрат и потерь тепловой энергии при её передаче с плановыми (нормативными) значениями в динамике за период 2018 - 2020 годы*

Наименование системы теплоснабжения	Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал								
	2018 год			2019 год			2020 год		
	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)
Котельная №2	9718	6152	3566	2540	3250	-710	3346	3215	131
Котельная №3				4643	1540	3103	5756	1540	4216
Котельная №7				3976	1410	2566	4334	1410	2924
ИТОГО:	**9718**	**6152**	**3566**	**11159**	**6200**	**4959**	**13436**	**6165**	**7271**

Оценивая данные в таблице 3.2.6 можно сделать вывод о том, что фак

тические годовые затраты и потери теплоносителя (в м^3) значительно превышают нормативные, при этом в течение анализируемого периода наблюдается их ежегодное увеличение.

По результатам анализа годовых затрат и потерь тепловой энергии (в Гкал) в целом по организации в течение трёх последних лет также наблюдается увеличение фактических затрат, при условии сохранения нормативных значений в пределах 6152 - 6200 Гкал. Данные обстоятельства неизменно приводят к превышению фактических затрат и потерь тепловой энергии над нормативными. Таким образом, появляются сверхнормативные затраты и потери теплоэнергии. В 2019 году значение сверхнормативных затрат и потерь теплоэнергии составляло 3566 Гкал в год, в 2020 году - 4959 Гкал, а в 2021 году уже 7271 Гкал.

Относительно фактического отпуска тепловой энергии в сеть доля потерь и затрат теплоэнергии находится в пределах 17,3% - 33%.

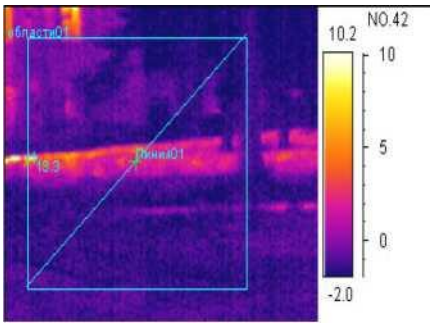
Основными причинами столь высоких значений тепловых потерь и затрат тепловой энергии являются:

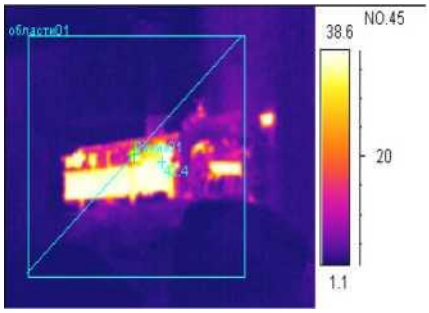
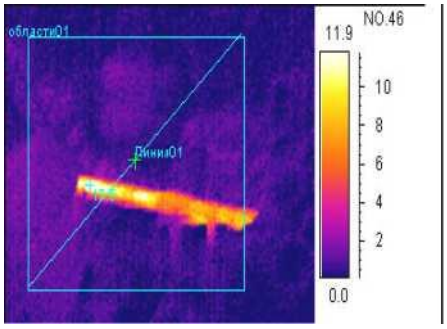
- высокий износ трубопроводов тепловых сетей;
- плохое состояние тепловой изоляции;
- неконтролируемый непосредственный водоразбор сетевой воды у потребителей;
- нарушение гидравлического режима тепловых сетей.

Фактическое состояние и наличие потерь тепловой энергии можно оценить также и по результатам тепловизионного обследования тепловых сетей, проведённого разработчиком и представленного в таблице 3.2.8.

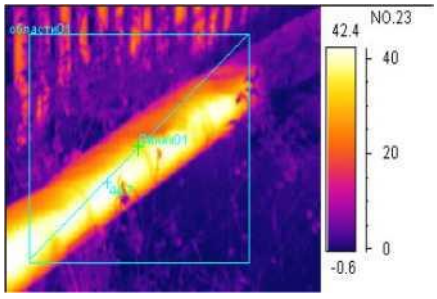
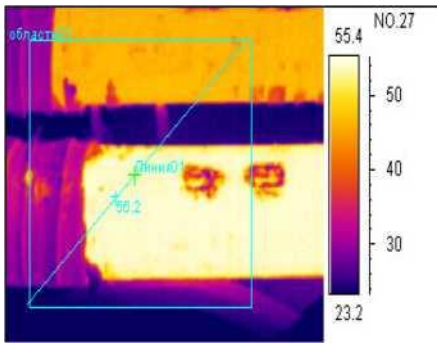
Таблица 3.2.8

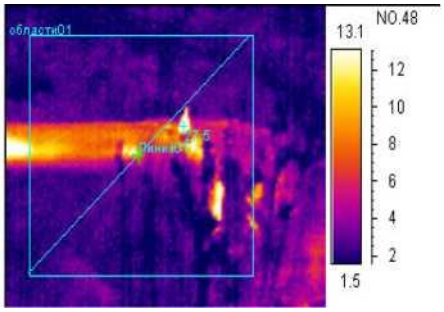
Результаты тепловизионного обследования тепловых сетей

Наименование объекта	Термограмма объекта обследования Фотография объекта обследования	Выявленные проблемы
Котельная №2		
1. Участок наружного трубопровода теплоснабжения на ул. Нефтяников		Потери тепловой энергии через изоляцию трубопровода теплоснабжения. Температура на поверхности теплоизоляции не превышает допустимое значение - 60ºС (по СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»)

Наименование объекта	Термограмма объекта обследования	Фотография объекта обследования	Выявленные проблемы
2. Участок наружного трубопровода теплоснабжения на ул. Нефтяников			Аналогично п. 1 данной таблицы
3. Участок наружного трубопровода теплоснабжения на ул. Заводская			Аналогично п. 1 данной таблицы

<u>Котельная №3</u>

1. Участок наружного трубопровода теплоснабжения (по ул. Матросова)			Потери тепловой энергии через изоляцию трубопровода теплоснабжения наружной прокладки. Температура на поверхности теплоизоляции не превышает допустимое значение - 60°С (по СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»)
2. Тепловая камера от котельной № 3 (между домов № 2, 4 по ул. Куйбышева)			Потери тепловой энергии через неизолированный трубопровод теплоснабжения в тепловой камере. Температура на поверхности не превышает допустимое значение - 60°С (по СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»)

Наименование объекта	Термограмма объекта обследования	Фотография объекта обследования	Выявленные проблемы
	Котельная №7		
1. Участок наружного трубопровода теплоснабжения (между ТК 3-1 и ТК3а)			Потери тепловой энергии через изоляцию трубопровода теплоснабжения. Температура на поверхности теплоизоляции не превышает допустимое значение - 60◦С (по СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»)

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей отсутствуют.

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

Теплопотребляющие установки потребителей присоединены к тепловым сетям в зоне действия котельных №2, №3 и №7 по зависимой схеме без смешения. Система теплоснабжения — закрытая. В связи с этим принят график температурного регулирования отпуска тепловой энергии потребителям - 85/65 ^{0}С.

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

По данным ООО «Теплосети» на 01.01.2021 г. общий уровень оснащённости потребителей коммерческими приборами учёта тепловой энергии и теплоносителя составил 14,9%. Подробная информация об их количестве у разных групп потребителей приведена в таблице 3.2.9.

Таблица 3.2.9

Сведения об оснащённости зданий приборами учёта тепловой энергии и теплоносителя по состоянию на 01.01.2021 г.

Наименование группы потребителей	Общее количество точек поставки тепловой энергии, шт.	из них		Уровень оснащённости приборами учёта тепловой энергии, %
		Количество точек поставки тепловой энергии, оборудованных приборами, шт.	Количество точек поставки тепловой энергии, не оборудованных приборами учёта, шт.	
Котельная №2				
отопление				
Жилые помещения, всего	114	2	112	1,8%
Население	114	2	112	1,8%
Нежилые помещения, всего	14	5	9	35,7%
Бюджетные учреждения, организации	9	3	6	33,3%
Прочие организации	5	2	3	40,0%
Итого:	**128**	**7**	**121**	**5,5%**
горячее водоснабжение				
Жилые помещения, всего	37	0	37	0,0%
Население	37	0	37	0,0%
Нежилые помещения, всего	1	0	1	0,0%
Бюджетные учреждения, организации	0	0	0	0,0%
Прочие организации	1	0	1	0,0%
Итого:	**38**	**0**	**38**	**0,0%**

Котельная №3				
отопление				
Жилые помещения, всего	23	3	20	13,0%
Население	23	3	20	13,0%
Нежилые помещения, всего	22	8	14	36,4%
Бюджетные учреждения, организации	15	4	11	26,7%
Прочие организации	7	4	3	57,1%
Итого:	**45**	**11**	**34**	**24,4%**
горячее водоснабжение				
Жилые помещения, всего	8	0	8	0,0%
Население	8	0	8	0,0%
Нежилые помещения, всего	13	10	3	76,9%
Бюджетные учреждения, организации	2	1	1	50,0%
Прочие организации	11	9	2	81,8%
Итого:	**21**	**10**	**11**	**47,6%**

Наименование группы потребителей	Общее количество точек поставки тепловой энергии, шт.	из них		Уровень оснащённости приборами учёта тепловой энергии, %
		Количество точек поставки тепловой энергии, оборудованных приборами, шт.	Количество точек поставки тепловой энергии, не оборудованных приборами учёта, шт.	
Котельная №7				
отопление				
Жилые помещения, всего	28	5	23	17,9%
Население	28	5	23	17,9%
Нежилые помещения, всего	23	11	12	47,8%
Бюджетные учреждения, организации	7	6	1	85,7%
Прочие организации	16	5	11	31,3%
Итого:	**51**	**16**	**35**	**31,4%**
горячее водоснабжение				
Жилые помещения, всего	8	0	8	0,0%
Население	8	0	8	0,0%
Нежилые помещения, всего	11	1	10	9,1%
Бюджетные учреждения, организации	6	1	5	16,7%
Прочие организации	5	0	5	0,0%
Итого:	**19**	**1**	**18**	**5,3%**

Как указывалось выше, основным документом, содержащим краткосрочный план установки приборов учёта тепловой энергии и теплоносителя у потребителей, является муниципальная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории Красновишерского городского округа на 2019 - 2022 г. г.» (далее по тексту — Программа).

В соответствии с Программой за период с 2019 по 2020 годы в многоквартирных домах Красновишерского городского округа запланирована установка 58 шт. общедомовых приборов учёта тепловой энергии и теплоносителя: в 2019 году - 20 шт., в 2020 году - 19 шт., в 2021 году - 19 шт.

Кроме вышеназванного документа в Красновишерском городском округе разработана «Муниципальная адресная программа по установке коллективных (общедомовых) приборов учёта энергетических ресурсов в многоквартирных домах», согласно которой в течение 2021 года должны быть установлены 23 общедомовых прибора учёта в 22 многоквартирных домах, из них 20 шт. - по учёту горячего водоснабжения и 3 шт. - по учёту тепловой энергии.

По состоянию на 01.01.2021 г. общее количество общедомовых приборов учёта тепловой энергии и теплоносителя в многоквартирных домах

Красновишерского городского округа соответствует 41 шт. Таким образом, исходя из принятых программ, их количество на начало 2022 года должно составить не менее 64 шт. Общий уровень оснащённости коммерческими приборами учёта многоквартирных домов увеличится с 9,5% до 14,8 %.

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

Диспетчерская служба как самостоятельное подразделение в ООО «Теплосети» отсутствует. Обязанности диспетчеров выполняют работники организации согласно утверждаемому ежемесячно графику дежурств.

Дежурный диспетчер, а также оперативный персонал котельных обеспечены телефонной и сотовой связью.

Технические средства телемеханизации на тепловых сетях, присоединённых к котельным №2, №3 и №7, отсутствуют.

Средства автоматизации установлены только на источниках тепловой энергии — водогрейных котлах. Для автоматического управления водогрейными котлами используется блок управления - БУК-03(У).

Поддержание заданного давления и температуры теплоносителя в тепловых сетях обеспечивается за счёт ручного регулирования работы источника тепла.

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

Центральные тепловые пункты, насосные станции в системах теплоснабжения от котельных №2, №3 и №7 отсутствуют. В связи с этим описать уровень их автоматизации и обслуживания не представляется возможным.

ф) Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей ООО «Теплосети» от превышения давления не предусмотрена.

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

Бесхозяйные тепловые сети в Красновишерском городском округе отсутствуют.

3.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты, находящиеся в эксплуатации ООО «Теплосети»

а) Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой

энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект

Котельная №1

Отпуск тепловой энергии от котельной №1 на нужды отопления и горячего водоснабжения осуществляется одному по выводу диаметром 325 мм.

Магистральные сети (2Dy = 325 мм), протяжённостью 760 м в двухтрубном исчислении, проложены вдоль улицы Спортивная по схеме: котельная №1 ЦТП.

Система теплоснабжения двухтрубная до ЦТП, после ЦТП — четырёхтрубная, протяжённостью 6562 м в однотрубном исчислении (на отопление - 4460 м, на горячее водоснабжение — 2102 м), закрытая.

Схема тепловых сетей радиально-тупиковая.

Распределительные и внутриквартальные тепловые сети присоединены к зданиям, расположенным на улицах: Спортивная, Советская, К.Маркса.

Местные системы отопления присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме без смешения.

Системы горячего водоснабжения присоединены к тепловым сетям по независимой схеме.

В целях обеспечения надёжности к тепловым сетям в зоне действия котельной № 1 присоединён трубопровод (резервная перемычка) от котельной №11 по схеме: ТК 5-5 (котельная №11) ТК 1-5 (котельная №1).

Насосное и другое электротехническое оборудование, предназначенное для передачи тепловой энергии, в составе тепловой сети отсутствует.

Котельная №5

Отпуск тепловой энергии от котельной №5 на нужды отопления осуществляется по одному выводу.

Система теплоснабжения двухтрубная, закрытая.

Схема тепловых сетей радиально-тупиковая.

Распределительные и внутриквартальные тепловые сети общей протяжённостью 2543,2 м в двухтрубном исчислении, присоединены к зданиям, расположенным на улицах: Дзержинского, Гагарина, Коммунистическая, Северная, Лоскутова, К.Маркса, Чкалова, Победы, Комсомольская.

Местные системы отопления присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме без смешения.

В целях обеспечения надёжности к тепловым сетям в зоне действия котельной № 5 присоединён трубопровод (резервная перемычка) от котельной №11 по схеме: ТК-16 (котельная №11) ТК 17 (котельная №5).

Насосное и другое электротехническое оборудование, предназначенное

для передачи тепловой энергии, в составе тепловой сети отсутствует.

Котельная №6

Отпуск тепловой энергии на нужды отопления осуществляется по трём выводам.

Система теплоснабжения двухтрубная, закрытая.

Схема тепловых сетей тупиковая.

Распределительные и внутриквартальные тепловые сети общей протяжённостью 2214 м в двухтрубном исчислении, присоединены к зданиям, расположенным на улице: Соликамское шоссе.

Местные системы отопления присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме без смешения.

Резервные перемычки на тепловых сетях отсутствуют.

Насосное и другое электротехническое оборудование, предназначенное для передачи тепловой энергии, в составе тепловой сети отсутствует.

б) Бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах Действия источников тепловой энергии

Бумажная схема тепловых сетей в зонах действия котельных №1, №5 и №6 представлена в картографическом приложении к настоящему документу.

в) Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки

Котельная №1

Общая протяжённость тепловых сетей, присоединённых к котельной №1, составляет 8082 м в однотрубном исчислении.

Среднегодовой объём тепловых сетей равен 182,33 м^3, а общая материальная характеристика - 1269,59 м^2.

Сети имеют как подземный, так и надземный тип прокладки.

7150,0 м трубопроводов (88,5%) проложены в непроходных каналах, а 932,0 м (в однотрубном исчислении) или 11,5 % трубопроводов - на открытом воздухе.

В качестве изоляционного материала используются минераловатные маты марки: 125 (51,1% от протяжённости теплосетей) и изолон марки: Б-1 (48,9% от протяжённости теплосетей).

В местах подземной прокладки теплосетей преобладают делювиальные суглинки с расчётным сопротивлением 2,0 - 3,0 кгс/см^2, реже - супеси

пластичные с сопротивлением 2,0 кгс/см^2. Данные почвы слабо подвижны, в связи с этим оценка и выделение наименее надёжных участков обусловлена годами ввода трубопроводов в эксплуатацию, а также состоянием строительных конструкций.

Следует отметить, что по состоянию на 01.01.2021 г. срок службы тепловых сетей не превышает нормативный - 25 лет.

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии приведена в таблице 3.3.1.1

Котельная №5

Общая протяжённость тепловых сетей, присоединённых к котельной №5, составляет 5086,4 м в однотрубном исчислении.

Среднегодовой объём тепловых сетей равен 93,88 м^3, а общая материальная характеристика - 687,39 м^2.

Сети имеют как подземный, так и надземный тип прокладки.

3883,4 м трубопроводов (76,4%) проложены в непроходных каналах, а 1203,0 м (в однотрубном исчислении) или 23,6% трубопроводов - на открытом воздухе.

В качестве изоляционного материала используются минераловатные маты марки: 125 (33,8% от протяжённости теплосетей) и изолон марки: Б-1 (66,2% от протяжённости теплосетей).

В местах подземной прокладки теплосетей преобладают делювиальные суглинки с расчётным сопротивлением 2,0 - 3,0 кгс/см^2, реже - супеси пластичные с сопротивлением 2,0 кгс/см^2. Оценка и выделение наименее надёжных участков обусловлена только годами ввода трубопроводов в эксплуатацию, а также состоянием строительных конструкций.

Следует отметить, что по состоянию на 01.01.2021 г. срок службы 14,7% (746,0 м в однотрубном исчислении) тепловых сетей превышает нормативный - 25 лет. Поэтому все участки с годом прокладки свыше этого значения нельзя считать надёжными.

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии приведена в таблице 3.3.1.2

Котельная №6

Общая протяжённость тепловых сетей, присоединённых к котельной №6, составляет 4428,0 м в однотрубном исчислении.

Среднегодовой объём тепловых сетей равен 34,01 м^3, а общая материальная характеристика - 455,75 м^2.

Сети имеют как подземный, так и надземный тип прокладки.

2266,0 м трубопроводов (51,2%) проложены в непроходных каналах, а 2162,0 м (в однотрубном исчислении) или 48,8% трубопроводов - на открытом

воздухе.

В качестве изоляционного материала используются минераловатные маты марки: 125 (42,7% от протяжённости теплосетей) и изолон марки: Б-1 (57,3% от протяжённости теплосетей).

В местах подземной прокладки теплосетей преобладают делювиальные суглинки с расчётным сопротивлением 2,0 - 3,0 кгс/см^2, реже - супеси пластичные с сопротивлением 2,0 кгс/см^2. Оценка и выделение наименее надёжных участков обусловлена только годами ввода трубопроводов в эксплуатацию, а также состоянием строительных конструкций.

Следует отметить, что по состоянию на 01.01.2021 г. срок службы тепловых сетей не превышает нормативный - 25 лет.

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии приведена в таблице 3.3.1.3

Для восприятия температурных удлинений теплопровода и разгрузки труб от температурных напряжений и деформаций на сетях от котельных №1, №5 и №6 применяются П-образные и сальниковые компенсаторы, также используются естественные изменения направления трассы (самокомпенсация).

Таблица 3.3.1.1

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии от котельной №1

№ п/п	Диаметр наружный, м	Характеристика тепловых сетей со сроком службы менее 25 лет						Характеристика тепловых сетей со сроком службы 25 лет и более						Общая характеристика тепловых сетей в зоне действия источника тепло-снабжения							
		Тип прокладки						Тип прокладки						Тип прокладки						Всего	
		надземная		подземная				надземная		подземная				надземная		подземная					
				канальная		бесканальная				канальная		бесканальная				канальная		бесканальная			
		протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2
1	0,032													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,038													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,057			140,0	8,0									0,0	0,0	140,0	8,0	0,0	0,0	140,0	8,0
4	0,076	188,0	14,3											188,0	14,3	0,0	0,0	0,0	0,0	188,0	14,3
5	0,089	180,0	16,0	1294,0	115,2									180,0	16,0	1294,0	115,2	0,0	0,0	1474,0	131,2
6	0,108	564,0	60,9	2482,0	268,1									564,0	60,9	2482,0	268,1	0,0	0,0	3046,0	329,0
7	0,114													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,133													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	0,159			1370,0	217,8									0,0	0,0	1370,0	217,8	0,0	0,0	1370,0	217,8
10	0,219			344,0	75,3									0,0	0,0	344,0	75,3	0,0	0,0	344,0	75,3
11	0,325			1520,0	494,0									0,0	0,0	1520,0	494,0	0,0	0,0	1520,0	494,0
12	0,426													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 3.3.1.3

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии от котельной №6

Итого:	**932,0**	**91,2**	**7150,0**	**1178,4**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**932,0**	**91,2**	**7150,0**	**1178,4**	**0,0**	**0,0**	**8082,0**	**1269,6**

Таблица 3.3.1.3

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии от котельной №6

№ п/п	Диаметр наружный, м	Характеристика тепловых сетей со сроком службы менее 25 лет						Характеристика тепловых сетей со сроком службы 25 лет и более						Общая характеристика тепловых сетей в зоне действия источника тепло-снабжения							
		Тип прокладки						Тип прокладки						Тип прокладки						Всего	
		надземная		подземная				надземная		подземная				надземная		подземная					
				канальная		бесканальная				канальная		бесканальная				канальная		бесканальная			
		протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2
1	0,032			306,0	9,8									0,0	0,0	306,0	9,8	0,0	0,0	306,0	9,8
2	0,038													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,057	800,0	45,6	466,4	26,6									800,0	45,6	466,4	26,6	0,0	0,0	1266,4	72,2
4	0,076			516,0	39,2									0,0	0,0	516,0	39,2	0,0	0,0	516,0	39,2
5	0,089													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,108	403,0	43,5	270,0	29,2									403,0	43,5	270,0	29,2	0,0	0,0	673,0	72,7
7	0,114													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,133													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	0,159			1579,0	251,1									0,0	0,0	1579,0	251,1	0,0	0,0	1579,0	251,1
10	0,219													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,325									746,0	242,5			0,0	0,0	746,0	242,5	0,0	0,0	746,0	242,5
12	0,426													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 3.3.1.3

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии от котельной №6

Итого:	**1203,0**	**89,1**	**3137,4**	**355,8**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**746,0**	**242,5**	**0,0**	**0,0**	**1203,0**	**89,1**	**3883,4**	**598,3**	**0,0**	**0,0**	**5086,4**	**687,4**

Таблица 3.3.1.3

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии от котельной №6

№ п/п	Диаметр наружный, м	Характеристика тепловых сетей со сроком службы менее 25 лет						Характеристика тепловых сетей со сроком службы 25 лет и более						Общая характеристика тепловых сетей в зоне действия источника тепло-снабжения							
		Тип прокладки						Тип прокладки						Тип прокладки						Всего	
		надземная		подземная				надземная		подземная				надземная		подземная					
				канальная		бесканальная				канальная		бесканальная				канальная		бесканальная			
		протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2	протяжённость, м	материальная характеристика, м^2
1	0,032													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,038													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,057	320,0	18,2	180,0	10,3									320,0	18,2	180,0	10,3	0,0	0,0	500,0	28,5
4	0,076	568,0	43,2	160,0	12,2									568,0	43,2	160,0	12,2	0,0	0,0	728,0	55,3
5	0,089			80,0	7,1									0,0	0,0	80,0	7,1	0,0	0,0	80,0	7,1
6	0,108	728,0	78,6	1846,0	199,4									728,0	78,6	1846,0	199,4	0,0	0,0	2574,0	278,0
7	0,114													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,133													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	0,159	546,0	86,8											546,0	86,8	0,0	0,0	0,0	0,0	546,0	86,8
10	0,219													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,325													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,426													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 3.3.1.3

Общая характеристика систем транспорта теплоэнергии от котельной №6

Итого:	**2162,0**	**226,8**	**2266,0**	**228,9**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**2162,0**	**226,8**	**2266,0**	**228,9**	**0,0**	**0,0**	**4428,0**	**455,8**

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

Регулирующая арматура на тепловых сетях отсутствует. В качестве запорной арматуры используются задвижки, вентили, краны, затворы. По данным ООО «Теплосети» на сетях их установлено более 262 шт., подробное описание типов и количества арматуры приведено в таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.2

Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях от котельных №1, №5 и №6

Вид арматуры	Тип арматуры	Количество арматуры на тепловых сетях по диаметрам трубопроводов (шт.)						**Всего, шт.**
		Диаметр условный (Dy'), м						
		25	40	50	80	100	150	
Котельная №1								
Запойная	бронзовый вентиль 15Б1П	18	6	4				**28**
	вентиль чугунный 15кч18п							**0**
	задвижка чугунная с выдвижным шпинделем фланцевая 30ч6бр			4	10	14	2	**30**
	поворотный затвор			2	6	6		**14**
	задвижка чугунная с обрезиненным клином МЗВ			2	6	8	2	**18**
	кран шаровый муфтовый 11Б27П1	8	12	4				**24**
Регулирующая		-	-	-	-	-	-	
	ИТОГО:	**26**	**18**	**16**	**22**	**28**	**4**	**114**
Котельная №5								
Запорная	бронзовый вентиль 15Б1П	16	4					**20**
	вентиль чугунный 15кч18п							**0**
	задвижка чугунная с выдвижным шпинделем фланцевая 30ч6бр			10	2	6		**18**
	поворотный затвор			2	2	2		**6**
	задвижка чугунная с обрезиненным клином МЗВ			2	4			**6**
	кран шаровый муфтовый 11Б27П1	4	4	8				**16**
Регулирующая		-	-	-	-	-	-	
	ИТОГО:	**20**	**8**	**22**	**8**	**8**	**0**	**66**

Вид арматуры	Тип арматуры	Количество арматуры на тепловых сетях по диаметрам трубопроводов (шт.)						**Всего, шт.**
		Диаметр условный (Dy'), м						
		25	40	50	80	100	150	
Котельная №6								
Запорная	бронзовый вентиль 15Б1П	12	6					**18**
	вентиль чугунный 15кч18п	26						**26**
	задвижка чугунная с вы движным шпинделем флан цевая 30ч6бр			8	6			**14**
	поворотный затвор							**0**
	задвижка чугунная с обрези-ненным клином МЗВ							**0**
	кран шаровый муфтовый 11Б27П1	16	8					**24**
Регулирующая								
	ИТОГО:	**54**	**14**	**8**	**6**	**0**	**0**	**82**
	ВСЕГО по организации:	***100***	***40***	***46***	***36***	***36***	***4***	***262***

д) Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Тепловые камеры на тепловых сетях данной организации выполнены как в подземном, так и в надземном исполнении, и имеют следующие строительные особенности:

- основание — железобетонное (монолитное или сборное);
- стены железобетонные из блоков или кирпича;
- перекрытия деревянные, а также из сборного железобетона (балки, плиты) с расположенными в них люками (2 шт. реже 4 шт.).

Высота камер не превышает 1,8 — 2,0 м. Внутренние габариты соответствуют числу и диаметру проложенных труб, размерам установленного оборудования (задвижек, сальниковых компенсаторов и др.). Приямки для отведения сточных вод в сбросные колодцы или дренаж отсутствуют.

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

Отпуск тепла потребителям ООО «Теплосети» осуществляется по температурному графику центрального качественного регулирования для систем отопления и горячего водоснабжения - 85/65 ^{0}С при верхней срезке +10 ^{0}С. Данное обстоятельство соответствует требованиям пункта 7.4 СНиП

41.02.2003 «Тепловые сети», поскольку расчётная температура наружного воздуха в целях проектирования отопления ниже -30 ^{0}С (равна -37 ^{0}С).

Между тем следует отметить, что постановлением Правительства РФ от 06.05.2018 г. №354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» утверждены Правила предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов (далее по тексту - Правила).

Согласно п. 5 данных Правил начало и окончание отопительного периода ограничено среднесуточной температурой наружного воздуха +8 ^{0}С.

В связи с тем, что действие Правил распространяется на отношения между исполнителями и потребителями коммунальных услуг, устанавливают их права и обязанности, порядок заключения договора, определяют основания и порядок приостановления или ограничения предоставления коммунальных услуг, то верхняя срезка температурного графика качественного регулирования для систем отопления должна соответствовать температуре наружного воздуха не +10 ^{0}С, а +8 ^{0}С.

Исходя из вышеизложенного разработчиком рекомендована корректировка утверждённого на 2020 год температурного графика.

Выбор графика отпуска тепла, как указывалось выше, обусловлен технологическими особенностями оборудования источника, тепловых сетей и потребителей.

Подробнее значения температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе, принятые в графике, приведены в таблице 2.3.6 обосновывающих материалов.

ж) Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

В целях определения фактического температурного режима отпуска тепла в тепловые сети разработчиком проводились инструментальные замеры:

- температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе на источнике теплоснабжения;
- температуры наружного воздуха.

Результаты измерений приведены в таблицах 3.3.3.1, 3.3.3.2, 3.3.3.3. Сравнение полученных значений осуществлялось с показателями действующего в 2020 году температурного графика.

Таблица 3.3.3.1

№ п/п	Наименование параметра	Ед. изм.	Условное обозначение	Значения параметра по ***котельной №1***
1	**Дата инструментального обследования**	**08.10.2020 г.**		
2	**Температура наружного воздуха**	°С	$t_{нар}$	+2
3	**Температура теплоносителя в тепловых сетях**			
3.1	Температура теплоносителя на выходе из котельной (подающий трубопровод)	°С	$t_{п}$	60,2
3.2	Температуры теплоносителя на входе в котельную (обратный трубопровод)	°С	$t_{о}$	49,1

По результатам измерений, зафиксированных в таблице 3.3.3.1, установлено:

- Температура теплоносителя в подающем трубопроводе (на выходе из котельной) не соответствует значению, предусмотренному температурным графиком (47,4 °С) - завышена на 12,8 °С.
- Температура теплоносителя в обратном трубопроводе (на входе в котельную) также не соответствует значению, предусмотренному температурным графиком (41,8 °С) - завышена на 7,3 °С.
- Разница температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах составила 11,1 °С, что на 5,5 °С выше разницы температур, предусмотренной эксплуатационным температурным графиком.

Таблица 3.3.3.2

№ п/п	Наименование параметра	Ед. изм.	Условное обозначение	Значения параметра по ***котельной №5***
1	**Дата инструментального обследования**	**08.10.2020 г.**		
2	**Температура наружного воздуха**	°С	$t_{нар}$	+2
3	**Температура теплоносителя в тепловых сетях**			
3.1	Температура теплоносителя на выходе из котельной (подающий трубопровод)	°С	$t_{п}$	49,7
3.2	Температуры теплоносителя на входе в котельную (обратный трубопровод)	°С	$t_{о}$	42,6

По результатам измерений, зафиксированных в таблице 3.3.3.2, установлено:

- Температура теплоносителя в подающем трубопроводе (на выходе из котельной) не соответствует значению, предусмотренному температурным графиком (47,4 °С) - завышена на 2,3 °С.
- Температура теплоносителя в обратном трубопроводе (на входе в

котельную) также не соответствует значению, предусмотренному температурным графиком (41,8 °С) - завышена на 0,8 °С.

> Разница температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах составила 7,1 °С, что на 1,5 °С выше разницы температур, предусмотренной эксплуатационным температурным графиком.

Таблица 3.3.3.3

№ п/п	Наименование параметра	Ед. изм.	Условное обозначение	Значения параметра по ***котельной №6***
1	**Дата инструментального обследования**	**12.10. 2020 г.**		
2	**Температура наружного воздуха**	°С	$t_{нар}$	+4
3	**Температура теплоносителя в тепловых сетях**			
3.1	Температура теплоносителя на выходе из котельной (подающий трубопровод)	°С	$t_{п}$	47,0
3.2	Температуры теплоносителя на входе в котельную (обратный трубопровод)	°С	$t_{о}$	43,5

По результатам измерений, зафиксированных в таблице 3.3.3.3, установлено:

> Температура теплоносителя в подающем трубопроводе (на выходе из котельной) не соответствует значению, предусмотренному температурным графиком (44,5 °С) - завышена на 2,5 °С.

> Температура теплоносителя в обратном трубопроводе (на входе в котельную) также не соответствует значению, предусмотренному температурным графиком (39,6 °С) - завышена на 3,9 °С.

> Разница температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах составила 3,5 °С, что на 1,4 °С ниже разницы температур, предусмотренной эксплуатационным температурным графиком.

Таким образом, в процессе анализа фактического температурного режима отпуска тепловой энергии с котельных, эксплуатируемых ООО «Теплосети», выявлены незначительные отклонения от утверждённого температурного графика. Вместе тем, наблюдаемое превышение температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах свидетельствует о необходимости проведения наладки тепловой сети.

з) Гидравлические режимы тепловых сетей

Расчёт гидравлического режима были выполнены в специально разработанной программе расчета системы теплоснабжения Красновишерского городского округа (результаты в приложении 2).

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

По данным ООО «Теплосети» аварии на тепловых сетях в зоне действия котельных №1, №5 и №6 в течение последних 5 лет не происходили.

Инциденты, вызванные коррозионными повреждениями труб, разрывами сварных швов, коррозией либо деформацией арматуры, засорами и прочими процессами, происходят ежегодно. Статистика отказов тепловых сетей от котельных №1, №5 и №6 приведена в таблице 3.3.4.

Анализ данных в таблице показал, что продолжительность отказов тепловых сетей не превышала 36 часов.

Основной причиной инцидентов (100% случаев) является коррозионный износ трубопроводов.

Таблица 3.3.4

Статистика отказов тепловых сетей котельных №1, №5 и №6 за последние 5 лет

1. Отопительный период

Год	Место повреждения	Дата и время обнаружения повреждения	Кол-во потребителей отключенных от теплоснабжения	Общая тепловая нагрузка потребителей, отключенных от теплоснабжения (из них объектов первой категории теплоснабжения: школы, детские сады, больницы) раздельно по нагрузке отопления, горячего водоснабжения)	Дата и время начала устранения повреждения	Дата и время завершения устранения повреждения	Дата и время включения теплоснабжения потребителям	Причины повреждения
2017 год	-	-	-	-	-	-	-	-
2018 год	-	-	-	-	-	-	-	-
2019 год	Котельная №1 участок от ТК4 до ТК 4-1	03.10.2019 15-00	7	0,49 Гкал/час	03.10.2019 15-30	03.10.2019 23-30	03.10.2019 23-50	коррозионный износ трубопровода
2020 год	Котельная №5 участок от ТК 18-1 до ТК 19	08.04.2020 14-15	17	-0,64 Гкал/час	08.04.2020 14-40	08.04.2020 22-00	08.04.2020 22-30	коррозионный износ трубопровода
2021 год	Котельная №6 участок от ТК 2 до ТК 3	25.10.2021 17-30	21	0,84 Гкал/час	25.10.2021 18-00	25.10.2021 22-00	25.10.2021 22-30	коррозионный износ трубо провода

2. Неотопительный период

од	Место повреждения	Дата и время обнаружения повреждения	Кол-во потребителей отключенных от ГВС	Общая тепловая нагрузка потребителей, отключенных от теплоснабжения (из них объектов первой категории теплоснабжения: школы, детские сады, больни цы) по нагрузке ГВС	Дата и время начала устранения повреждения	Дата и время завершения устранения повреждения	Дата и время включения теплоснабжения потребителям	Причины повреждения
2017 год	-	-	-	-	-	-	-	-
2018 год	Котельная №1 участок от ТК 1-1 до ТК 1-2	20.07.2018 09-00	9	0,1 Гкал/час	20.07.2018 09-30	20.07.2018 13-00	20.07.2018 13-30	коррозионный износ трубопровода
2019 год	-	-	-	-	-	-	-	-
2020 год	-	-	-	-	-	-	-	-
2021 год	Котельная №1 участок от ЦТП до ул. Спортивная,16	15.06.2021 08-00	2	0.04 Гкал/час	15.06.2021 08-30	15.06.2021 17-30	15.06.2021 18-30	коррозионный износ трубопровода
	Котельная №1 участок от ЦТП до ТК 1-1	20.06.2021 14-00	9	0,18 Гкал/час	20.06.2021 14-30	20.06.2021 20-00	20.06.2021 20-30	коррозионный износ трубопровода

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

В течение 5 последних лет статистика восстановлений (аварийно-восстановительных работ) тепловых сетей теплоснабжающей организацией не ведётся.

По данным ООО «Теплосети» среднее время, затрачиваемое на восстановление работоспособности тепловых сетей с надземной прокладкой составляет 2 - 4 часа, а сетей с подземной прокладкой - 6 - 8 часов, в зависимости от диаметра трубопровода, места прокладки и других факторов.

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

Проводимая ООО «Теплосети» диагностика состояния тепловых сетей основана на следующих процедурах:

- проверке технической документации;
- наружном осмотре трубопроводов без снятия изоляции с применением, в случае проведения энергоаудита, тепловизионной инфракрасной съёмки, позволяющей определить места утечек и участки тепловых сетей с большими теплопотерями;
- наружном осмотре трубопроводов со снятием изоляции с применением шурфовок для выявления состояния строительно-изоляционных конструкций, тепловой изоляции и трубопроводов;
- наружном осмотре оборудования в тепловых камерах;
- испытаниях отдельных участков трубопроводов на плотность.

Планирование ремонтных работ теплоснабжающей организацией основано на выполнении следующих мероприятий:

- контроле за сроками эксплуатации изоляционных материалов, трубопроводов и установленной на них арматуры;
- оценке частоты повреждений трубопроводов, арматуры и прочего оборудования;
- результатах диагностики состояния тепловых сетей.

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

Испытания тепловых сетей (гидравлические, температурные, на тепловые потери) ООО «Теплосети» не проводятся.

Летние ремонты выполняются ежегодно - согласно плану-графику. Необходимо отметить, что при планировании ремонтных работ организацией учитываются положения «Типовой инструкции по эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)» (РД 153-34.0-20.507-98).

В целях установления основных требований к организации и порядку обслуживания, ремонта тепловых сетей теплоснабжающей организацией разработан и принят технический регламент. Все работы по техническому осмотру, текущему и капитальному ремонту трубопроводов тепловых сетей, тепловых камер, узлов ввода проводятся в соответствии с ним.

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

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя определены ООО «Теплосети» на основании «Порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя», утверждённого Приказом Минэнерго России от 30.12.2015 года № 325 (в ред. Приказов Минэнерго России от 01.02.2017 г. № 36, от 10.08.2019 г. № 377) (далее по тексту - Порядок).

Все расчёты выполнены теплоснабжающей организацией в соответствии с главой II «Порядка», поскольку присоединённая к водяным тепловым сетям в зонах действия котельных №1, №5 и №6 расчётная тепловая нагрузка составляет менее 50 Гкал/ч (58 МВт).

Значения нормативов, включённых в расчёт отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на 2020 г. и 2021 г., приведены в таблице 3.3.5.

Таблица 3.3.5 *Нормативы технологических потерь и затрат при передаче тепловой энергии на регулируемые периоды - 2020 г. и 2021 г.*

Наименование системы теплоснабжения		Тип теплоносителя, его параметры	Годовые затраты и потери теплоносителя, м³ (т)			Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал		
			нормативные на утверждённый период					
			с утечкой	технологические затраты	**всего**	через изоляцию	с затратами теплоносителя	**всего**
Котельная № 1		горячая вода (95-70 °С)	**2020 год**					
	До ЦТП		2476	267	**2743**	365	82	**447**
	После ЦТП		1491	93	**1584**	1024	67	**1091**
			2021 год					
	До ЦТП		2476	0	**2476**	364	77	**441**
	После ЦТП		1494	29	**1523**	1024	64	**1088**
Котельная №5		горячая вода (95-70 °С)	**2020 год**					
			2046	187	**2233**	930	90	**1020**
			2021 год					
			2047	171	**2218**	930	90	**1020**
Котельная №6		горячая вода (95-70 °С)	**2020 год**					
			744	25	**769**	674	31	**705**
			2021 год					
			744	25	**769**	674	31	**705**
ИТОГО за 2020 г.:			6757	572	**7329**	2993	270	**3263**
ИТОГО за 2021 г.:			6761	225	**6986**	2992	262	**3254**

Из таблицы 3.3.5 видно, что в общем объёме годовых затрат и потерь теплоносителя (в м³) по данной организации за 2020 год наибольший удельный вес (59,0%) занимают потери, вызванные утечкой теплоносителя в тепловых сетях от котельной №1, а наименьший (10,5%) — в тепловых сетях от котельной №6. Та же тенденция наблюдается и в годовых затратах и потерях тепловой энергии, выраженных в Гкал, за 2020 год.

Аналогичным образом складывается ситуация и в 2021 году.

Стоит отметить, что размер годовых затрат и потерь тепловой энергии через изоляцию составляет 91,9% (2992 Гкал) от общей суммы и лишь 8,1% (262 Гкал) вызвано затратами теплоносителя.

о) Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учёта тепловой энергии

Динамика годовых затрат и потерь теплоносителя, а также тепловой энергии при её передаче по тепловым сетям за 3 последних года представлена в таблицах 3.3.6 и 3.3.7 соответственно.

Таблица 3.3.6 *Сравнительный анализ фактических годовых затрат и потерь теплоносителя при передаче тепловой энергии с плановыми (нормативными) значениями в динамике за период 2018 - 2020 годы*

Наименование системы теплоснабжения	Годовые затраты и потери теплоносителя, м^3 (т)								
	2018 год			2019 год			2020 год		
	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)
Котельная №1:									
До ЦТП	12474	6880	5594	3984	2499	1485	8219	2743	5476
После ЦТП				4523	2248	2275	10000	1584	8416
Котельная №5				1823	1485	338	320	2233	-1913
Котельная №6				605	545	60	411	769	-358
ИТОГО:	**12474**	**6880**	**5594**	**10935**	**6777**	**4158**	**18950**	**7329**	**11621**

Таблица 3.3.7 *Сравнительный анализ фактических годовых затрат и потерь тепловой энергии при её передаче с плановыми (нормативными) значениями в динамике за период 2018 - 2020 годы*

Наименование системы теплоснабжения	Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал								
	2018 год			2019 год			2020 год		
	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)	Факт (отчёт)	План (утверждённый норматив)	Отклонения факта от плана (+, -)
Котельная №1:									
До ЦТП	8460	3460	5000	1503	693	810	1560	447	1113
После ЦТП				3474	1004	2470	4057	1091	2966
Котельная №5				1036	908	128	929	1020	-91
Котельная №6				706	706	0	706	705	1
ИТОГО:	**8460**	**3460**	**5000**	**6719**	**3311**	**3408**	**7252**	**3263**	**3989**

Оценивая данные в таблице 3.3.6 можно сделать вывод о том, что фактические годовые затраты и потери теплоносителя (в м^3) значительно превышают нормативные, при этом в течение анализируемого периода наблюдается их ежегодное увеличение.

По результатам анализа годовых затрат и потерь тепловой энергии (в Гкал) в целом по организации в течение трёх последних лет также наблюдается увеличение фактических затрат, при условии сохранения нормативных значений в пределах 3263 — 3460 Гкал. Данные обстоятельства неизменно приводят к превышению фактических затрат и потерь тепловой энергии над нормативными. Таким образом, появляются сверхнормативные затраты и потери теплоэнергии. В 2019 году значение сверхнормативных затрат и потерь теплоэнергии составляло 5000 Гкал в год, в 2020 году - 3408 Гкал, а в 2021 году уже 3989 Гкал.

Относительно фактического отпуска тепловой энергии в сеть доля потерь и затрат теплоэнергии находится в пределах 8,3% - 25,6%.

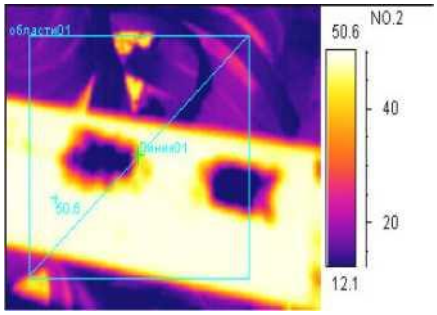
Основными причинами столь высоких значений тепловых потерь и затрат тепловой энергии являются:

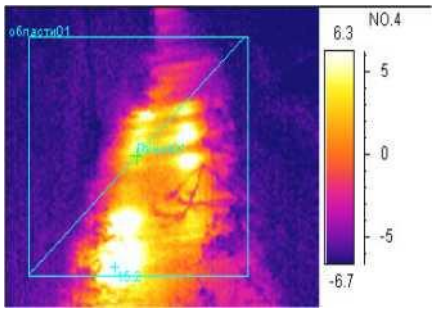
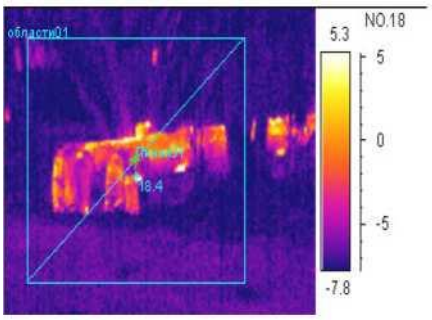
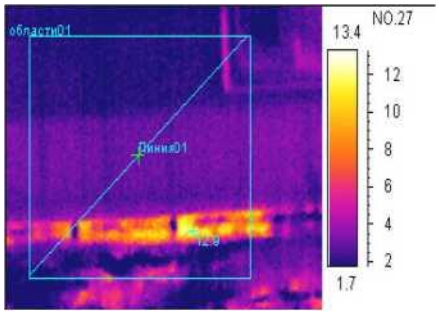
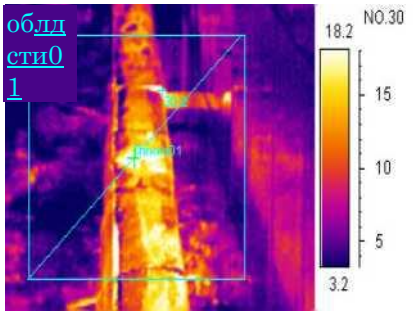
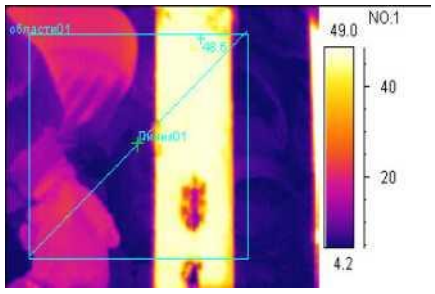
- высокий износ трубопроводов тепловых сетей;
- плохое состояние тепловой изоляции;
- неконтролируемый непосредственный водоразбор сетевой воды у потребителей;
- нарушение гидравлического режима тепловых сетей.

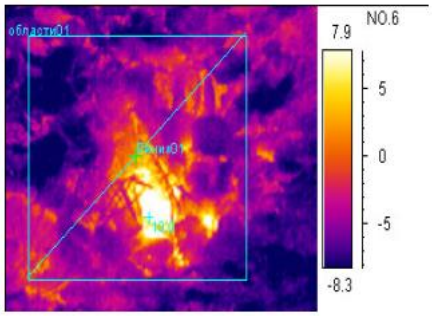
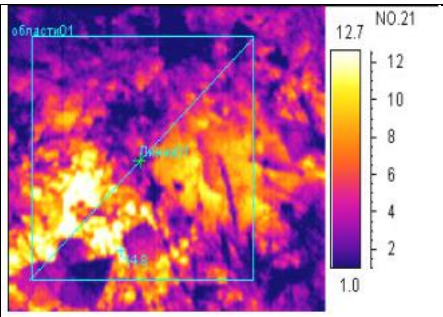
Фактическое состояние и наличие потерь тепловой энергии можно оценить также и по результатам тепловизионного обследования тепловых сетей, проведённого разработчиком и представленного в таблице 3.3.8.

Таблица 3.3.8

Результаты тепловизионного обследования тепловых сетей

Наименование объекта	Термограмма объекта обследования	Фотография объекта обследования	Выявленные проблемы
Котельная №1			
1. Тепловая камера 01-ТК1-4 (ул. Спортивная, д.10)			Потери тепловой энергии через неизолированный трубопровод теплоснабжения.

Наименование объекта	Термограмма объекта обследования	Фотография объекта обследования	Выявленные проблемы
2. Участок трубопровода теплоснабжения, проложенный подземно (ул. Спортивная, д.10)			Потери тепловой энергии от трубопровода теплоснабжения подземной прокладки.
3. Участок наружного трубопровода теплоснабжения от ЦТП			Потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводов теплоснабжения наружной прокладки. Температура на поверхности теплоизоляции не превышает допустимое значение - 60°С (по СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»)
4. Участок наружного трубопровода теплоснабжения на ул. Спортивная, 17			Аналогично п. 3 данной таблицы
5. Участок наружного трубопровода теплоснабжения на ул. Спортивная, 17			Аналогично п. 3 данной таблицы
	Котельная №5		
1. Тепловая камера ТК16-1 (трубопровод на здания по ул. Дзержинского, д.12, 14, 16, 18, 20, 22)			Потери тепловой энергии через неизолированный трубопровод теплоснабжения в тепловой камере.

Наименование объекта	Термограмма объекта обследования	Фотография объекта обследования	Выявленные проблемы
2. Участок трубопровода теплоснабжения, проложенный подземно (от школы до детского сада по ул. Гагарина, д. 92)			Потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводов теплоснабжения подземной прокладки.
Котельная №6			
1. Участок трубопровода теплоснабжения, проложенный подземно (по ул. Соликамское шоссе)			Потери тепловой энергии через изоляцию трубопроводов теплоснабжения подземной прокладки.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей отсутствуют.

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

Теплопотребляющие установки потребителей присоединены к тепловым сетям в зоне действия котельных №1, №5 и №6 по зависимой схеме без смешения. Система теплоснабжения — закрытая. В связи с этим принят график температурного регулирования отпуска тепловой энергии потребителям - 85/65 ^{0}С.

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

По данным ООО «Теплосети» на 01.01.2021 г. уровень оснащённости потребителей коммерческими приборами учёта тепловой энергии и теп

лоносителя составил 20,2%. Подробная информация об их количестве у разных групп потребителей приведена в таблице 3.3.9.

Таблица 3.3.9

Сведения об оснащённости зданий приборами учёта тепловой энергии и теплоносителя по состоянию на 01.01.2021 г.

Наименование группы потребителей	Общее количество точек поставки тепловой энергии, шт.	из них		Уровень оснащённости приборами учёта тепловой энергии, %
		Количество точек поставки тепловой энергии, оборудованных приборами, шт.	Количество точек поставки тепловой энергии, не оборудованных приборами учёта, шт.	
Котельная №1				
отопление				
Жилые помещения, всего	36	8	28	22,2%
Население	36	8	28	22,2%
Нежилые помещения, всего	33	4	29	12,1%
Бюджетные учреждения, организации	6	2	4	33,3%
Прочие организации	27	2	25	7,4%
Итого:	**69**	**12**	**57**	**17,4%**
горячее водоснабжение				
Жилые помещения, всего	15	0	15	0,0%
Население	15	0	15	0,0%
Нежилые помещения, всего	9	9	0	100,0%
Бюджетные учреждения, организации	3	3	0	100,0%
Прочие организации	6	6	0	100,0%
Итого:	**24**	**9**	**15**	**37,5%**
Котельная №5				
отопление				
Жилые помещения, всего	39	6	33	15,4%
Население	39	6	33	15,4%
Нежилые помещения, всего	17	5	12	29,4%
Бюджетные учреждения, организации	9	5	4	55,6%
Прочие организации	8	0	8	0,0%
Итого:	**56**	**11**	**45**	**19,6%**
Котельная №6				
отопление				
Жилые помещения, всего	20	0	20	0,0%
Население	20	0	20	0,0%
Нежилые помещения, всего	9	4	5	44,4%
Бюджетные учреждения, организации	1	1	0	100,0%
Прочие организации	8	3	5	37,5%
Итого:	**29**	**4**	**25**	**13,8%**

Как указывалось выше, основным документом, содержащим краткосрочный план установки приборов учёта тепловой энергии и теплоносителя у потребителей, является муниципальная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории Красновишерского городского округа на 2019 - 2021 г.г.» (далее по тексту - Программа).

В соответствии с Программой за период с 2019 по 2020 годы в многоквартирных домах Красновишерского городского округа запланирована установка 58 шт. общедомовых приборов учёта тепловой энергии и теплоносителя: в 2019 году - 20 шт., в 2020 году - 19 шт., в 2021 году - 19 шт.

Кроме вышеназванного документа в Красновишерском городском округе разработана «Муниципальная адресная программа по установке коллективных (общедомовых) приборов учёта энергетических ресурсов в многоквартирных домах», согласно которой в течение 2021 года должны быть установлены 23 общедомовых прибора учёта в 22 многоквартирных домах, из них 20 шт. - по учёту горячего водоснабжения и 3 шт. - по учёту тепловой энергии.

По состоянию на 01.01.2021 г. общее количество общедомовых приборов учёта тепловой энергии и теплоносителя в многоквартирных домах Красновишерского городского округа соответствует 41 шт. Таким образом, исходя из принятых программ, их количество на начало 2021 года должно составить не менее 64 шт. Общий уровень оснащённости коммерческими приборами учёта многоквартирных домов увеличится с 9,5% до 14,8 %.

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

Диспетчерская служба как самостоятельное подразделение в ООО «Теплосети» отсутствует. Обязанности диспетчеров выполняют работники организации согласно утверждаемому ежемесячно графику дежурств.

Дежурный диспетчер, а также оперативный персонал котельных обеспечены телефонной и сотовой связью.

Технические средства телемеханизации на тепловых сетях, присоединённых к котельным №1, №5 и №6, отсутствуют.

Средства автоматизации установлены только на источниках тепловой энергии - водогрейных котлах. Для автоматического управления водогрейными котлами используется блок управления - БУК-03(У).

Поддержание заданного давления и температуры теплоносителя в тепловых сетях обеспечивается за счёт ручного регулирования работы источника тепла.

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

Центральные тепловые пункты, насосные станции в системах теплоснабжения от котельных №5 и №6 отсутствуют. В связи с этим описать уровень их автоматизации и обслуживания не представляется возможным.

На теплосетях котельной №1 находится ЦТП. В данном ЦТП размещено насосное оборудование, арматура, приборы контроля и управления, средства автоматизации отсутствуют.

Персонал организации осуществляет оперативное управление ЦТП, проводит работы по эксплуатационному и ремонтному обслуживанию согласно принятому регламенту.

ф) Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей ООО «Теплосети» от превышения давления не предусмотрена.

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

Бесхозяйные тепловые сети в Красновишерском городском округе отсутствуют.

Таблица 2.4.4. Характеристика тепловых сетей п. Усть-Язьва

№№	Наименование трубопроводов	Материал трубопроводо	Материал изоляции	Диаметр, мм	Протяженность трассы, п.м.	Глубина прокладки, условия	Характеристика грунта, условия прокладки, вид	Фактически прослужившее время, год	Износ, %
1	от котельной до ТК	сталь	минвата, дранка, стеклотка	2d-125	125,0	1,8-2,0 непроходной канал	сухой, подземный грунт,	45	60

2	по ул. Горького	сталь	минвата, дранка, стеклотка	2d-40	101,0	1,8-2,0 непроходной канал	сухой, подземный грунт,	43	60
3	по ул.1-ое Мая	сталь	минвата, дранка, стеклотка	2d-48	104,0	1,8-2,0 непроходной канал	сухой, подземный грунт,	43	60
4	по ул. Акулова от ТК	сталь	минвата, дранка, стеклотка	2d-89	210,0	1,8-2,0 непроходной канал	сухой, подземный грунт,	45	60
5	по ул. Центральная	сталь	цементно песчаный раствор	2d-25	50,0	1,8-2,0 непроходной канал	сухой, подземный грунт,	45	56
6	по ул. Центральная от ТК	сталь	минвата, дранка, стеклотка	2d-76	100,0	1,8-2,0 непроходной канал	сухой, подземный грунт,	45	60
7	по ул. Маяковского до ТК	сталь	минвата, дранка, стеклотка	2d-125	210,0	1,8-2,0 непроходной канал	сухой, подземный грунт,	44	60
8	по ул. Маяковского от ТК	сталь	минвата, дранка, стеклотка	2d-32	42,0	1,8-2,0 непроходной канал	сухой, подземный грунт,	44	55
9	по ул. Маяковского	сталь	минвата, дранка, стеклотка	2d-25	20,0	1,8-2,0 непроходной канал	сухой, подземный грунт,	44	55

Характеристика тепловых сетей по видам прокладки следующая.

- подземная канальная прокладка - 962,00 м. (100%)

- надземная прокладка - 0,00 м. (0 %)

Теплоносителем является вода, с температурным графиком 90/60°С.

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии

Согласно постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки» с изменениями и дополнениями от 16 марта 2019 г. *зоной действия источника теплоснабжения* называется *территория округа, городского округа или её часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.*

В соответствии с данным определением по состоянию на 01.01.2021 г. в Красновишерском городском округе можно выделить семь зон действия источников тепловой энергии, в числе которых:

- зона действия котельной №11 (ООО «Теплосети»);
- зона действия котельной №2 (ООО «Теплосети»);
- зона действия котельной №3 (ООО «Теплосети»);
- зона действия котельной №7
- зона действия котельной №1 (ООО «Теплосети»);
- зона действия котельной №5 (ООО «Теплосети»);
- зона действия котельной №6 (ООО «Теплосети»);

В таблице 4.1 приведено описание зон действия источников теплоснабжения.

Таблица 4.1

Описание зон действия источников теплоснабжения Красновишерского городского округа

№ п/п	Наименование показателя	Наименование котельной						
		Котельная №11	Котельная №2	Котельная №3	Котельная №7	Котельная №1	Котельная №5	Котельная №6
1	Название теплоснабжающей организации	ООО «Тепло-сети»	ООО «Теплосети»			ООО «Теплосети»		
2	Месторасположение зоны действия источника тепло-снабжения	Юго-запад цен-тральной части Красновишерского городского округа	Юго-западная часть Красновишерского городского округа	Северо-восток центральной части Красновишерского городского посе ления	Восток цен-тральной части Красновишерского городского округа	Юго-восток в центральной части Красновишерского городского посе ления	Северо-запад центральной части Красно-вишерского городского округа	Южная часть Красновишер-ского городского округа
3	Цвет заливки на карте-схеме	тё мно - жё лтый	светло-жёлтый	розовый	светло-голубой	жёлтозелёный	светлозелёный	тёмнозелёный
4	Площадь зоны действия ис-точника теплоснабжения, км^2	3,94	2,10	0,36	0,90	0,82	0,92	0,46
5	Максимальный фактический радиус теплоснабжения в си-стеме, м	4152,6	2175,2	1170,1	1128,4	1462,3	1196,9	732,2
6	Суммарная (среднегодовая) тепловая нагрузка в зоне дей-ствия источника тепловой энергии, Гкал/час	5,1317	1,9886	1,5751	2,7824	3,4299	1,5745	0,5791
7	Материальная характеристика сети, м^2	3483,4	1760,7	769,6	908,6	1269,6	687,4	455,8

Таблица 4.1

Описание зон действия источников теплоснабжения Красновишерского городского округа

8	Удельная материальная характеристика тепловой сети, м²/Гкал/ч	678,8	885,4	488,6	326,6	370,2	436,6	787,1	

Оценивая значения показателей в таблице 4.1 можно сделать вывод о том, что наибольшую площадь в Красновишерском городском поселении занимает зона действия котельной №11.

Максимальное удаление точки подключения потребителей от источника* тепловой энергии							
на север	на северо-восток	на северо-	на восток	на юго-	на юг	на юго-запад	на запад
п. Усть -Язьва Котельная							
нет потребителей	нет потребителей	школа ул, Акулова, 47 180 м.	нет потребителей	Горького,20 274 м.	Горького,26 333 м.	ФАП ул. Набережная, 18 415 м.	Центральная, 23 537 м

Значения удельной материальной характеристики тепловой сети показывают возможный уровень потерь теплоты при её передаче (транспорте) по тепловым сетям и позволяют установить зону эффективного применения централизованного теплоснабжения.

В зоне высокой эффективности централизованного теплоснабжения значение показателя удельной материальной характеристики тепловой сети не должно превышать 100 м^2/Гкал/ч, а в зоне предельной эффективности - 200 м^2/Гкал/ч.

По результатам проведённого анализа установлено, что все табличные значения удельной материальной характеристики тепловой сети, приведённые в таблице 4.1, превышают 200 м^2/Гкал/ч. Исходя из этого можно сделать вывод о том, что системы централизованного теплоснабжения в Красновишерском городском округе не являются эффективными.

Следует отметить, что удельная материальная характеристика тепловой сети представляет собой отношение материальной характеристики тепловой сети, образующей зону действия источника теплоты, к присоединённой к этой тепловой сети тепловой нагрузке (формула 1). На этом основании, уменьшение материальной характеристики теплосетей, либо увеличение присоединённой нагрузки могло бы сделать системы централизованного теплоснабжения городского округа более эффективными.

Оценивая значения показателей в таблице 4.1 можно сделать вывод о том, что наибольшую площадь в Красновишерском городском поселении занимает зона действия котельной №11.

Формула 1:

$$\mu = M/Q^{p}_{сумм}, \text{ (м}^2\text{/Гкал/ч)}$$

где

M — материальная характеристика тепловой сети, м^2;

o^p -

V — суммарная тепловая нагрузка в зоне действия источника теплоты (тепловой мощности), присоединённая к тепловым сетям этого источника, Гкал/ч.

Оценка максимального радиуса теплоснабжения в зонах действия котельных производилась путём сопоставления фактических значений с расчётными, характеризующими радиус эффективного теплоснабжения.

В соответствии с Федеральным законом РФ от 27.07.2017 г.

№190-ФЗ «О теплоснабжении» *радиусом эффективного теплоснабжения называется 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.*

Ввиду отсутствия утверждённого нормативно-правового акта по определению радиуса эффективного теплоснабжения, его расчёт осуществлялся на основании методики, предложенной кандидатом технических наук, советником генерального директора ОАО «Объединение ВНИПИэнергопром» В.Н. Папушкиным в журнале «Новости теплоснабжения», №9, 2017 г.

Результаты расчётов радиусов эффективного теплоснабжения приведены в таблице 4.2.

Анализ расчётных и фактических значений показал, что в зонах действия всех котельных, за исключением котельной №11, не превышен радиус эффективного теплоснабжения. Исходя из этого, подключение теплопотребляющих установок в системах теплоснабжения котельных №2, №3, №7, №1, №5, №6 возможно без значительного увеличения совокупных расходов на эксплуатацию каждой из систем.

Таблица 4.2

Расчёт радиусов теплоснабжения от источников в Красновишерском городском округе

№ п/п	Наименование показателя	Наименование котельной						
		Котельная №11	Котельная №2	Котельная №3	Котельная №7	Котельная №1	Котельная №5	Котельная №6
1	Название теплоснабжающей организации	ООО «Теплосети»	ООО «Теплосети»			ООО «Теплосети»		
2	Площадь зоны действия источника теплоснабжения, км^2	3,94	2,10	0,36	0,90	0,82	0,92	0,46
3	*Максимальный фактический радиус теплоснабжения в системе, км*	*4,153*	*2,175*	*1,170*	*1,128*	*1,462*	*1,196*	*0,732*
4	Суммарная (среднегодовая) тепловая нагрузка в зоне действия источника тепловой энергии, Гкал/час	5,1317	1,9886	1,5751	2,7824	3,4299	1,5745	0,5791
5	Удельная стоимость материальной характеристики теплосетей, руб./м^2	12948,29	10285,53	20351,62	28520,08	24961,28	20143,64	11134,10
6	Теплоплотность зоны действия источника тепла, Гкал/ч*км^2	1,3	0,9	4,4	3,1	4,2	1,7	1,3
7	Количество абонентов в зоне действия источника теплоснабжения	227	166	66	70	93	56	29
8	Среднее число абонентов на 1 км^2	57,6	79,0	183,3	77,8	113,4	60,9	63,0
9	*Радиус эффективного теплоснабжения источника тепла, км*	*3,294*	*3,670*	*2,044*	*2,047*	*1,987*	*2,638*	*3,485*

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

а) Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления при расчётных температурах наружного воздуха

Согласно постановлению Правительства РФ от 22.02.2019 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» под термином *«расчётный элемент территориального деления»* понимается *территория округа, городского округа или её часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменных границах на весь срок действия схемы теплоснабжения*.

Элементом территориального деления называется *территория округа, городского округа или её часть, установленная границами административно-территориальных единиц* (пп. «ж» п. 2 постановления Правительства РФ от 22.02.2019 г. №154).

В соответствии с абзацем 2 ст. 1 Закона Пермской области от 28.02.1996 г. №416-67 «Об административно-территориальном устройстве Пермского края» (с изменениями от 14.12.2020 г.), принятого Законодательным собранием Пермской области, *административно-территориальной единицей* является *часть территории области в фиксированных границах с одним или несколькими населёнными пунктами и прилегающими к ним землями, имеющая название, установленный законом соответствующий статус (аДминистративный район, район в городе, городской населённый пункт, сельский населённый пункт)*.

Исходя из вышеизложенных положений действующего законодательства РФ в Красновишерском городском округе можно выделить следующие расчётные элементы территориального деления:

- г. Красновишерск;
- п. Набережный;
- п. Сейсмопартия;
- п. Сторожевая;
- п. Бахари;
- д. Бахари;
- д. Оралово.

Следует отметить, что при формировании сведений о потреблении тепловой энергии в качестве базового уровня были приняты данные 2020 года.

Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления Красновишерского городского округа при расчётных температурах наружного воздуха приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления при расчётных температурах наружного воздуха

№ п/п	Наименование расчётного элемента территориального деления	Значения подключенных (максимальных) тепловых нагрузок (при расчётных температурах наружного воздуха), Гкал/ч				
		в т.ч. на цели:				суммарная нагрузка
		отопления	горячего водоснабжения	вентиляции	технологии	
1	г. Красновишерск	35,602	1,274	0,000	0,000	36,876
2	п. Сейсмопартия*					
3	п. Сторожевая*					
4	п. Бахари*					
5	д. Бахри *					
6	д. Оралово*					
	В целом по Красновишерскому городскому округу:	**36,172**	**1,274**	**0,000**	**0,000**	**37,446**

* - значения подключенных тепловых нагрузок не указаны ввиду отсутствия системы централизованного теплоснабжения.

б) Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

В многоквартирных домах Красновишерского городского округа для нужд отопления используются печи. По состоянию на 01.02.2021 г. общая площадь многоквартирных домов с печным отоплением составила 45441,5 кв. м.

в) Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Потребление тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления за отопительный период 2020 г. и в целом за год определено с учётом данных о среднемесячной температуре наружного воздуха и существующих договорных нагрузках потребителей на нужды отопления, горячего водоснабжения, вентиляции и технологических процессов. Сводные результаты расчёта приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 *Потребление тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления за отопительный период и за 2020 год в целом (Гкал)*

Месяц	Среднемесячная температура наружного воздуха, °С	Наименование расчётного элемента территориального деления																								
		г. Красновишерск						п. Сейсмо-партия			п. Сторожевая			п. Бахари			д. Бахри			д. Оралово			Всего по Красновишерскому городскому округу			
		отопление	ГВС	вентиляция, технология				отопление	ГВС	вентиляция, технология	отопление	ГВС	вентиляция, технология	отопление	ГВС	вентиляция, технология	отопление	ГВС	вентиляция, технология	отопление	ГВС	вентиляция, технология	отопление	ГВС	вентиляция, техно логия	всего
Январь	-17,00	16924,1	849,51	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17200,1	849,5	0,0	**18049,6**
Февраль	-14,80	14322,1	767,30	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14555,7	767,3	0,0	**15323,0**
Март	-7,90	12508,6	849,51	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12713,1	849,5	0,0	**13562,6**
Апрель	1,40	7738,2	822,11	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7865,3	822,1	0,0	**8687,4**
Май	8,00	2319,5	849,51	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2358,0	849,5	0,0	**3207,5**
Июнь	14,40	0,0	822,11	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	822,1	0,0	**822,1**
Июль	16,90	0,0	438,46	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	438,5	0,0	**438,5**
Август	14,30	0,0	849,51	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	849,5	0,0	**849,5**
Сентябрь	8,00	2474,1	822,11	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2515,2	822,1	0,0	**3337,3**
Октябрь	-0,30	8821,0	849,51	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8965,7	849,5	0,0	**9815,2**
Ноябрь	-8,30	12292,9	822,11	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12493,8	822,1	0,0	**13315,9**
Декабрь	-14,40	15662,5	849,51	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15918,1	849,5	0,0	**16767,6**
За год в целом	**-6,59**	**93063,1**	**9591,2**	**0**				**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**94584,8**	**9591,2**	**0,0**	**104176,0**
в т.ч.																										
за отопительный период		**93063,1**	**6659,1**	**0,0**				**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**94584,8**	**6659,1**	**0,0**	**101243,9**
за неотопительный период		**0,0**	**2932,2**	**0,0**				**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0,0**	**2932,2**	**0,0**	**2932,2**

Представленные в таблице 5.2 объёмы потребления тепловой энергии предусматривают сценарные условия, учитывающие климатические параметры, максимальное теплопотребление, полное использование потребителями заявленной мощности.

г) Значения потребления тепловой энергии при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии

На диаграмме 2 и в таблице 5.3 приведены значения теплопотребления при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии.

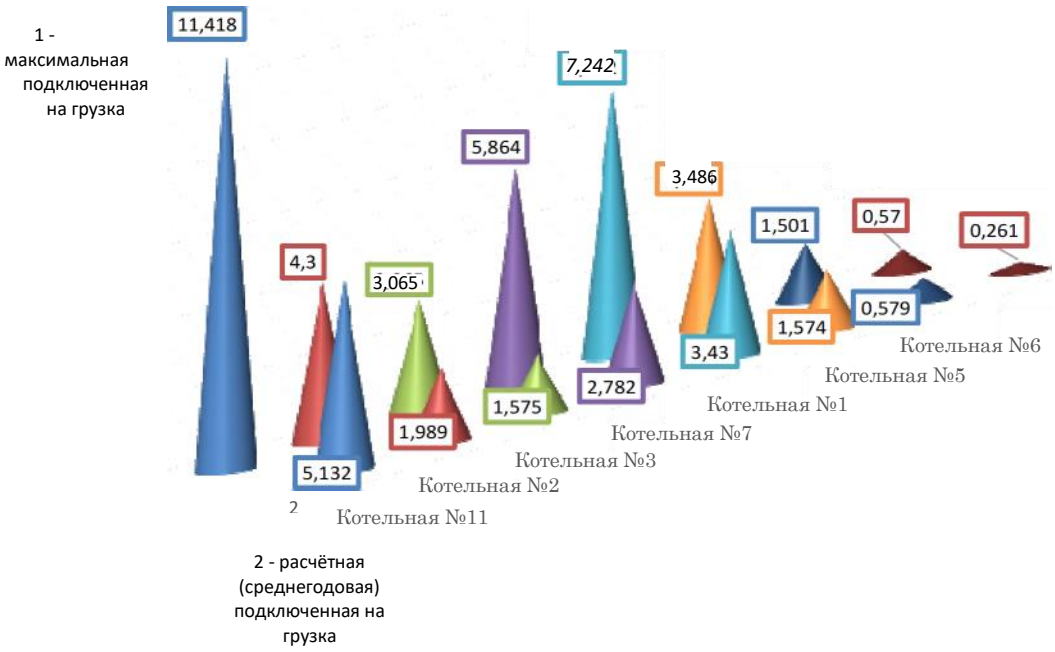


Диаграмма 2 - Значения потребления тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии (суммарно на цели отопления, горячего водоснабжения, вентиляции и технологии), Гкал/час

Таблица 5.3

Значения потребления тепловой энергии (на 2020 год) при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии

Наименование зоны действия источника тепловой энергии	Наименование теплоснабжающей организации	Наименование группы потребителей (в зоне действия источника теплоснабжения)	Подключенная тепловая нагрузка при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/час									
			на отопление		на горячее водоснабжение		на вентиляцию		на технологию		Всего	
			максимальная	договорная (среднегодовая)	максимальная	договорная (среднегодовая)	максимальная	договорная (среднегодовая)	максимальная	договорная (среднегодовая)	максимальная	договорная (среднегодовая)
Котельная №11	ООО "Теплосети"											
		население	7,630	3,427	0	0	0	0	0	0	7,630	3,427
		бюджетные организации	2,216	1,034	0	0	0	0	0	0	2,216	1,034
		прочие организации	1,572	0,671	0	0	0	0	0	0	1,572	0,671
		ВСЕГО по организации:	**11,95**	**5,132**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**11,95**	**5,132**
Котельная №2	ООО "Теплосети"											
		население	3,895	1,749	0,092	0,093	0	0	0	0	3,987	1,842
		бюджетные организации	0,245	0,119	0	0	0	0	0	0	0,245	0,119
		прочие организации	0,066	0,026	0,002	0,002	0	0	0	0	0,068	0,028
		ИТОГО:	**4,2**	**1,894**	**0,15**	**0,095**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**4,350**	**1,989**
Котельная №3												
		население	1,267	0,569	0,194	0,195	0	0	0	0	1,461	0,764
		бюджетные организации	1,211	0,596	0,150	0,134	0	0	0	0	1,361	0,731
		прочие организации	0,096	0,045	0,147	0,036	0	0	0	0	0,243	0,080
		ИТОГО:	**2,500**	**1,210**	**0,570**	**0,365**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**3,070**	**1,575**
Котельная №7												
		население	4,312	1,936	0,161	0,139	0	0	0	0	4,473	2,075
		бюджетные организации	0,930	0,445	0,143	0,123	0	0	0	0	1,073	0,568
		прочие организации	0,315	0,137	0,003	0,002	0	0	0	0	0,318	0,139
		ИТОГО:	**5,92**	**2,518**	**0,400**	**0,264**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**6,320**	**2,782**
		ВСЕГО по организации:	**12,337**	**5,622**	**0,892**	**0,724**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**13,229**	**6,346**

Наименование зоны действия источника тепловой энергии	Наименование теплоснабжающей организации	Наименование группы потребителей (в зоне действия источника теплоснабжения)	Подключенная тепловая нагрузка при расчётной температуре наружного воздуха, Гкал/час									
			на отопление		на горячее водоснабжение		на вентиляцию		на технологию		Всего	
			макси мальная	договорная (сред-негодовая)	макси мальная	договорная (сред-негодовая)	макси мальная	договорная (среднего-довая)	макси мальная	договорная (среднего-довая)	макси мальная	договорная (сред-негодовая)
Котельная №1	ООО "Теплосети"											
		население	5,087	2,284	0,341	0,344	0	0	0	0	5,428	2,629
		бюджетные организации	0,505	0,241	0,039	0,033	0	0	0	0	0,544	0,274
		прочие организации	1,268	0,525	0,003	0,002	0	0	0	0	1,271	0,527
		ИТОГО:	**6,660**	**3,050**	**0,520**	**0,380**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**7,180**	**3,430**
Котельная №5												
		население	2,655	1,192	0	0	0	0	0	0	2,655	1,192
		бюджетные организации	0,787	0,364	0	0	0	0	0	0	0,787	0,364
		прочие организации	0,044	0,019	0	0	0	0	0	0	0,044	0,019
		ИТОГО:	**3,460**	**1,574**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**3,460**	**1,574**
Котельная №6												
		население	0,339	0,152	0	0	0	0	0	0	0,339	0,152
		бюджетные организации	0,073	0,033	0	0	0	0	0	0	0,073	0,033
		прочие организации	1,089	0,394	0	0	0	0	0	0	1,089	0,394
		ИТОГО:	**1,39**	**0,579**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**1,39**	**0,579**
		ВСЕГО по организации:	**11,847**	**5,204**	**0,382**	**0,380**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**12,229**	**5,583**
В целом по Красновишерскому городскому округу:			**35,602**	**15,96**	**1,274**	**1,104**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**36,876**	**17,061**

д) Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

С 1 октября 2014 г. вступило в силу постановление Правительства Пермского края от 16.07.2014 г. ПК №624-п «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях на территории Пермского края». Приказ СЭД-46-09-24-4 от 17.08.2017 с 01.09.2017 , приказх СЭД-046-09-24-5 от 27.09.20172. Приказ СЭД-24-02-46-133 от 27.11.2019 с 10.04.2019 г; СЭД-24-02-46-149 от 16.12.2019 с 11.12.2019

Согласно данным нормативным документам на территории Красновишерского городского округа должны применяться следующие нормативы (Гкал/м^2 в мес.):

N п/п	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
1	2	3	4	5
1	Этажность	Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно		
1.1	1	0,0429	0,0429	-
1.2	3-4	0,0280	0,0280	-
1.3	5-9	0,0245	0,0245	-
2	Этажность	Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
2.1	1	-	-	-
2.2	3	0,0166	0,0166	0,0186
2.3	4-5	0,0133	0,0133	0,0133

Нормативы потребления горячего водоснабжения утверждены Постановлением Правительства Пермского края от 22.08.2019 г. №698-п «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному водоснабжению, горячему водоснабжению и водоотведению в жилых помещениях».

Согласно приложению №1 вышеназванного постановления, Красновишерский муниципальный район входит в состав последней XI группы муниципальных образований Пермского края, в которых многоквартирные и жилые дома расположены в аналогичных климатических условиях.

Исходя из содержания приложения №2 к данному постановлению для XI группы муниципальных образований Пермского края утверждены следующие нормативы потребления коммунальных услуг по холодному водоснабжению, горячему водоснабжению и водоотведению в жилых помещениях:

№ п/п	Группы многоквартирных и жилых домов по степени благоустройства	Нормативы потребления коммунальных услуг в жилых помещениях, куб. м на человека в месяц	
		XI группа муниципальных образований Пермского края, в которых многоквартирные и жилые дома расположены в аналогичных климатических условиях (Красновишерский муниципальный район)	
		Закрытая система теплоснабжения	Открытая система теплоснабжения
1	Многоквартирные и жилые дома с центральным отоплением		
1.1	*ХолоДное, горячее водоснабжение, воДоотвеДение, ванна с Душем*		
1.1.1	Ванна сидячая длиной 1200 мм с душем		
	Норматив по холодному водоснабжению	3,74	3,981
	Норматив по горячему водоснабжению	2,726	2,485
	Норматив по водоотведению	6,467	6,467
1.1.2	Ванна длиной 1500-1550 мм с душем		
	Норматив по холодному водоснабжению	3,789	4,035
	Норматив по горячему водоснабжению	2,787	2,54
	Норматив по водоотведению	6,575	6,575
1.1.3	Ванна диной 1650-1700 мм с душем		
	Норматив по холодному водоснабжению	3,837	4,089
	Норматив по горячему водоснабжению	2,847	2,595
	Норматив по водоотведению	6,684	6,684

№ п/п	Группы многоквартирных и жилых домов по степени благоустройства	Нормативы потребления коммунальных услуг в жилых помещениях, куб. м на человека в месяц	
		XI группа муниципальных образований Пермского края, в которых многоквартирные и жилые дома расположены в аналогичных климатических условиях (Красновишерский муниципальный район)	
		Закрытая система теплоснабжения	Открытая система теплоснабжения
1.2	*Холодное водоснабжение, горячее водоснабжение, водоотведение, душ без ванны*		
	Норматив по холодному водоснабжению	3,256	3,444
	Норматив по горячему водоснабжению	2,125	1,937
	Норматив по водоотведению	5,382	5,382
1.3	*Холодное водоснабжение, водоотведение, ванна с душем, с газовым водонагревателем*		
	Норматив по холодному водоснабжению	5,924	5,924
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	5,924	5,924
1.4	*Холодное водоснабжение, водоотведение, ванна с душем, с водонагревателем на твёрдом топливе или с электронагревателем*		
	Норматив по холодному водоснабжению	5,729	5,729
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	5,729	5,729
1.5	*Холодное водоснабжение, водоотведение, душ без ванны, с газоснабжением или без газоснабжения*		
	Норматив по холодному водоснабжению	4,948	4,948
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	4,948	4,948

№ п/п	Группы многоквартирных и жилых домов по степени благоустройства	Нормативы потребления коммунальных услуг в жилых помещениях, куб. м на человека в месяц	
		XI группа муниципальных образований Пермского края, в которых многоквартирные и жилые дома расположены в аналогичных климатических условиях (Красновишерский муниципальный район)	
		Закрытая система теплоснабжения	Открытая система теплоснабжения
1.6	*Холодное водоснабжение, водоотведение, без душа, без ванны, с газоснабжением или без газоснабжения*		
	Норматив по холодному водоснабжению	2,604	2,604
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	2,604	2,604
1.7	*Холодное водоснабжение, водоотведение, ванна без душа*		
	Норматив по холодному водоснабжению	2,517	2,517
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	2,517	2,517
2	Общежития, многоквартирные дома, ранее имевшие статус общежития, с центральным отоплением, с холодным водоснабжением, с водоотведением		
2.1	*С горячим водоснабжением*		
2.1.1	С общими кухнями, с блоками душевых на этажах при жилых комнатах в каждой секции		
	Норматив по холодному водоснабжению	2,368	2,512
	Норматив по горячему водоснабжению	1,624	1,481
	Норматив по водоотведению	3,993	3,993
2.1.2	С душами при всех жилых комнатах		
	Норматив по холодному водоснабжению	1,981	2,082
	Норматив по горячему водоснабжению	1,144	1,042
	Норматив по водоотведению	3,125	3,125

№ п/п	Группы многоквартирных и жилых домов по степени благоустройства	Нормативы потребления коммунальных услуг в жилых помещениях, куб. м на человека в месяц	
		XI группа муниципальных образований Пермского края, в которых многоквартирные и жилые дома расположены в аналогичных климатических условиях (Красновишерский муниципальный район)	
		Закрытая система теплоснабжения	Открытая система теплоснабжения
2.1.3	С общими душевыми или с ванной без душа		
	Норматив по холодному водоснабжению	1,788	1,868
	Норматив по горячему водоснабжению	0,903	0,823
	Норматив по водоотведению	2,691	2,691
2.2	*Без горячего водоснабжения*		
2.1.1	С общими душевыми, с электроводонагревателями		
	Норматив по холодному водоснабжению	3,559	3,559
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	3,559	3,559
3	Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водоотведением, без горячего водоснабжения, без центрального отопления		
3.1	*С Душем*		
	Норматив по холодному водоснабжению	3,923	0
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	3,923	0
3.2	*С ванной Длиной 1500-1550 мм без Душа*		
	Норматив по холодному водоснабжению	3,055	0
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	3,055	0

№ п/п	Группы многоквартирных и жилых домов по степени благоустройства	Нормативы потребления коммунальных услуг в жилых помещениях, куб. м на человека в месяц	
		XI группа муниципальных образований Пермского края, в которых многоквартирные и жилые дома расположены в аналогичных климатических условиях (Красновишерский муниципальный район)	
		Закрытая система теплоснабжения	Открытая система теплоснабжения
3.3	*Без ванны, без Душа, с электроводонагревателем*		
	Норматив по холодному водоснабжению	2,187	0
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	2,187	0
4	Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, без центрального водоотведения, при наличии выгребной ямы (при наличии сетей водоотведения в доме)		
4.1	*С горячим водоснабжением, с центральным отоплением*		
4.1.1	Ванна сидячая длиной 1200 мм с душем		
	Норматив по холодному водоснабжению	3,217	3,413
	Норматив по горячему водоснабжению	2,226	2,029
	Норматив по водоотведению	0	0
4.2	*С горячим водоснабжением, без центрального отопления*		
4.2.1	Ванна с душем		
	Норматив по холодному водоснабжению	3,023	0
	Норматив по горячему водоснабжению	1,985	0
	Норматив по водоотведению	0	0
4.2.2	Без ванны, с душем		
	Норматив по холодному водоснабжению	2,54	0
	Норматив по горячему водоснабжению	1,384	0
	Норматив по водоотведению	0	0

№ п/п	Группы многоквартирных и жилых домов по степени благоустройства	Нормативы потребления коммунальных услуг в жилых помещениях, куб. м на человека в месяц	
		XI группа муниципальных образований Пермского края, в которых многоквартирные и жилые дома расположены в аналогичных климатических условиях (Красновишерский муниципальный район)	
		Закрытая система теплоснабжения	Открытая система теплоснабжения
4.3	*С центральным отоплением без горячего водоснабжения*		
4.3.1	Ванна сидячая длиной 1200 мм, без душа		
	Норматив по холодному водоснабжению	3,272	3,272
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	0	0
4.3.2	Без ванны, без душа		
	Норматив по холодному водоснабжению	2,187	2,187
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	0	0
4.4	*Без горячего водоснабжения, без центрального отопления*		
4.4.1	Ванна с душем		
	Норматив по холодному водоснабжению	4,574	0
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	0	0
4.4.2	Без ванны, без душа		
	Норматив по холодному водоснабжению	2,187	0
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	0	0
5	Жилые дома с холодным водоснабжением		
5.1	*С центральным отоплением*		
	Норматив по холодному водоснабжению	1,632	0
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	0	0

№ п/п	Группы многоквартирных и жилых домов по степени благоустройства	Нормативы потребления коммунальных услуг в жилых помещениях, куб. м на человека в месяц	
		XI группа муниципальных образований Пермского края, в которых многоквартирные и жилые дома расположены в аналогичных климатических условиях (Красновишерский муниципальный район)	
		Закрытая система теплоснабжения	Открытая система теплоснабжения
5.2	*С центральным отоплением, при наличии бани*		
	Норматив по холодному водоснабжению	1,675	0
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	0	0
5.3	*С использованием питьевой воды из водопроводного крана, расположенного на территории земельного участка (здания) (водопровод в доме)*		
	Норматив по холодному водоснабжению	1,545	0
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	0	0
5.4	*С использованием питьевой воды из водопроводного крана, расположенного на территории земельного участка (водопроводной сети в доме), при наличии бани*		
	Норматив по холодному водоснабжению	1,588	0
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	0	0
5.5	*С пользованием питьевой воды из водоразборных колонок*		
	Норматив по холодному водоснабжению	0,937	0
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	0	0

№ п/п	Группы многоквартирных и жилых домов по степени благоустройства	Нормативы потребления коммунальных услуг в жилых помещениях, куб. м на человека в месяц	
		XI группа муниципальных образований Пермского края, в которых многоквартирные и жилые дома расположены в аналогичных климатических условиях (Красновишерский муниципальный район)	
		Закрытая система теплоснабжения	Открытая система теплоснабжения
5.6	*С пользованием питьевой воДы из воДоразборных колонок (при наличии бани)*		
	Норматив по холодному водоснабжению	1,154	0
	Норматив по горячему водоснабжению	0	0
	Норматив по водоотведению	0	0

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

а) Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединённой тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Постановлением Правительства РФ от 22.02.2019 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» введены 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.

«Методическими рекомендациями по разработке схемы теплоснабжения», утверждёнными приказами Минэнерго России, Минрегиона России от 29.12.2019 г. №565/667, установлен порядок формирования балансов тепловой мощности.

Таким образом, с учётом требований действующего законодательства разработчиком схемы теплоснабжения были сформированы балансы установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия котельных Красновишерского городского округа, приведённые в таблицах 6.1 — 6.8.

Таблица 6.1

Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №11 с водогрейными котлоагрегатами с присоединённой нагрузкой в горячей воде, Гкал/ч

Зона действия котельной № 11 (ул. Гагарина)	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
Установленная мощность оборудования в горячей воде	18,29	18,29	18,29	18,29	18,29
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	3	4	5	6	7
Располагаемая мощность оборудования	16,90	16,90	16,90	16,90	16,90
Потери располагаемой тепловой мощности	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	0,16	0,15	0,14	0,14	0,14
Потери мощности в тепловой сети	0,79	0,90	0,90	0,87	0,87
Хозяйственные нужды					
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	15,3	15,0	14,2	12,3	11,95
отопление	15,3	15,0	14,2	12,3	11,95
вентиляция					
горячее водоснабжение (средняя за сутки)					
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	5,52	5,49	5,14	5,13	4,88
жилые здания, из них	3,43	3,43	3,43	3,43	3,28
население	3,43	3,43	3,43	3,43	3,28
общественные здания, из них	2,09	2,06	1,71	1,71	1,60
финансируемые из бюджета	1,05	1,05	1,05	1,03	1,03
Прочие в горячей воде	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	11,42	11,42	11,42	11,42	10,81
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	11,42	11,42	11,42	11,42	10,81
нагрузка ГВС средняя за сутки					
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	2,79	2,69	2,70	2,72	3,33
Доля резерва	18,6%	17,9%	18,0%	18,1%	22,2%

Таблица 6.2

Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №2 с водогрейными котлоагрегатами с присоединённой нагрузкой в горячей воде, Гкал/ч

Зона действия котельной № 2 (пос. Нефтяников)	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
Установленная мощность оборудования в горячей воде	9,08	9,08	9,08	9,08	9,08
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	25	26	27	28	29
Располагаемая мощность оборудования	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
Потери располагаемой тепловой мощности	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	0,04	0,05	0,04	0,04	0,04
Потери мощности в тепловой сети	0,24	0,46	0,46	0,45	0,46
Хозяйственные нужды					
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35
отопление	4,5	4,5	4,3	4,3	4 ,2
вентиляция					
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	0,19	0,18	0,18	0,16	0,15
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	2,16	2,15	1,99	1,99	1,96
жилые здания, из них	2,01	2,00	1,84	1,84	1,82
население	2,01	2,00	1,84	1,84	1,82
общественные здания, из них	0,15	0,15	0,14	0,15	0,15
финансируемые из бюджета	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Прочие в горячей воде					
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	4,30	4,30	4,30	4,30	4,26
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	4,21	4,21	4,21	4,21	4,18
нагрузка ГВС средняя за сутки	0,10	0,10	0,10	0,10	0,08
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	5,92	5,69	5,70	5,70	5,74
Доля резерва	56,6%	54,5%	54,5%	54,5%	54,9%

Таблица 6.2

Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №3 с водогрейными котлоагрегатами с присоединённой нагрузкой в горячей воде, Гкал/ч

Зона действия котельной № 3 (ул. Коммунальная)	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
Установленная мощность оборудования в горячей воде	8,08	8,08	8,08	8,08	8,08
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	11	12	13	14	15
Располагаемая мощность оборудования	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Потери располагаемой тепловой мощности	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
Потери мощности в тепловой сети	0,20	0,22	0,22	0,20	0,20
Хозяйственные нужды					
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	3,21	3,2	3,09	3,09	3,07
отопление	2,64	2,63	2,52	2,52	2,50
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	1,82	1,88	1,81	1,58	1,58
жилые здания, из них	0,76	0,76	0,76	0,76	0,74
население	0,76	0,76	0,76	0,76	0,74
общественные здания, из них	1,06	1,12	1,05	0,81	0,84
финансируемые из бюджета	0,73	0,73	0,73	0,73	0,77
Прочие в горячей воде					
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57
нагрузка ГВС средняя за сутки	0,49	0,49	0,49	0,49	0,50
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	4,99	4,98	4,98	5,00	4,99
Доля резерва	60,4%	60,3%	60,3%	60,5%	60,4%

Таблица 6.4

Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №7 с водогрейными котлоагрегатами с присоединённой нагрузкой в горячей воде, Гкал/ч

Зона действия котельной № 7 (ул. Школьная)	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
Установленная мощность оборудования в горячей воде	10,5	10,5	10,5	14,8	14,8
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	23	24	25	21	22
Располагаемая мощность оборудования	10,50	10,50	10,50	14,80	14,80
Потери располагаемой тепловой мощности	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Потери мощности в тепловой сети	0,27	0,14	0,14	0,16	0,16
Хозяйственные нужды					
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	2,87	3,07	2,78	2,78	2,93
отопление	2,61	2,81	2,52	2,52	2,68
вентиляция	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	2,87	3,07	2,78	2,78	2,93
жилые здания, из них	2,08	2,08	2,08	2,08	2,06
население	2,08	2,08	2,08	2,08	2,06
общественные здания, из них	0,79	0,99	0,70	0,70	0,87
финансируемые из бюджета	0,57	0,57	0,57	0,57	0,72
Прочие в горячей воде					
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	5,86	5,86	5,86	5,86	6,22
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	5,56	5,56	5,56	5,56	5,92
нагрузка ГВС средняя за сутки	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	4,31	4,44	4,45	8,72	8,37
Доля резерва	41,3%	42,5%	42,6%	59,1%	56,7%

Таблица 6.5

Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №1 с водогрейными котлоагрегатами с присоединённой нагрузкой в горячей воде, Гкал/ч

Зона действия котельной № 1 (ул. Спортивная)	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
Установленная мощность оборудования в горячей воде	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	13	14	15	16	17
Располагаемая мощность оборудования	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00
Потери располагаемой тепловой мощности	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06
Потери мощности в тепловой сети	0,41	0,24	0,24	0,22	0,21
Хозяйственные нужды					
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	3,61	3,61	3,43	3,43	3,44
отопление	3,23	3,23	3,05	3,05	3,09
вентиляция					
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	0,38	0,38	0,38	0,38	0,35
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	3,61	3,61	3,43	3,43	3,44
жилые здания, из них	2,63	2,63	2,63	2,63	2,60
население	2,63	2,63	2,63	2,63	2,60
общественные здания, из них	0,98	0,98	0,80	0,80	0,83
финансируемые из бюджета	0,27	0,27	0,27	0,27	0,28
Прочие в горячей воде					
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	7,24	7,24	7,24	7,24	7,30
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	6,86	6,86	6,86	6,86	6,95
нагрузка ГВС средняя за сутки	0,38	0,38	0,38	0,38	0,35
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	8,28	8,45	8,46	8,48	8,42
Доля резерва	52,0%	53,1%	53,1%	53,2%	52,8%

Таблица 6.7

Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №6 с водогрейными котлоагрегатами с присоединённой нагрузкой в горячей воде, Гкал/ч

Зона действия котельной № 6 (ул. Коммунистическая)	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
Установленная мощность оборудования в горячей воде	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	6	7	8	9	10
Располагаемая мощность оборудования	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
Потери располагаемой тепловой мощности	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04
Потери мощности в тепловой сети	0,21	0,16	0,16	0,17	0,17
Хозяйственные нужды					
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	1,60	1,60	1,56	1,57	1,57
отопление	1,60	1,60	1,56	1,57	1,57
вентиляция					
горячее водоснабжение (средняя за сутки)					
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	1,60	1,60	1,56	1,57	1,39
жилые здания, из них	1,19	1,19	1,19	1,19	1,18
население	1,19	1,19	1,19	1,19	1,18
общественные здания, из них	0,41	0,41	0,37	0,38	0,39
финансируемые из бюджета	0,39	0,39	0,35	0,36	0,36
Прочие в горячей воде					
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	3,49	3,49	3,49	3,49	3,47
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	3,49	3,49	3,49	3,49	3,47
нагрузка ГВС средняя за сутки					
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	0,57	0,62	0,62	0,60	0,61
Доля резерва	13,4%	14,5%	14,5%	14,0%	14,3%

Таблица 6.7

Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной №5 с водогрейными котлоагрегатами с присоединённой нагрузкой в горячей воде, Гкал/ч

Зона действия котельной № 5	**2017 год**	**2018 год**	**2019 год**	**2020 год**	**2021 год**
Установленная мощность оборудования в горячей воде	7,74	7,74		7,74	7,74
3,5 Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов		16	17	18	19
20 Располагаемая мощность оборудования		3,49	3,49	3,49	3,49
3,49					
Потери располагаемой тепловой мощности	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02
Потери мощности в тепловой сети	0,06	0,12	0,12	0,12	0,12
Хозяйственные нужды					
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	0,42	0,42	0,58	0,58	0,58
отопление	0,42	0,42	0,58	0,58	0,58
вентиляция					
горячее водоснабжение (средняя за сутки)					
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	0,42	0,42	0,58	0,58	0,58
жилые здания, из них	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
население	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
общественные здания, из них	0,27	0,27	0,43	0,43	0,43
финансируемые из бюджета	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Прочие в горячей воде					
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в горячей воде	1,50	1,50	1,50	1,50	1,60
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	1,50	1,50	1,50	1,50	1,60
нагрузка ГВС средняя за сутки					
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	3,28	3,21	3,21	3,21	3,11
Доля резерва	67,8%	66,4%	66,4%	66,4%	64,4%

Анализ балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки по котельным Красновишерского городского округа показал, что значения показателей в динамике за последние 5 лет изменяются незначительно. На всех котельных выявлен резерв тепловой мощности, создающий положительные условия для прироста нагрузок централизованного теплоснабжения.

б) Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии

На диаграмме 3 наглядно представлена доля резерва тепловой мощности нетто по действующим котельным Красновишерского городского округа на 2021 год.

Из диаграммы видно, что наибольшие значения доли резерва тепловой мощности наблюдаются у котельных № 6, №1, №7, №3, №2.

Значения доли резерва тепловой мощности нетто у остальных источников тепловой энергии (котельные №5 и №11) низкие — менее 23%.

Дефициты тепловой мощности на котельных отсутствуют.

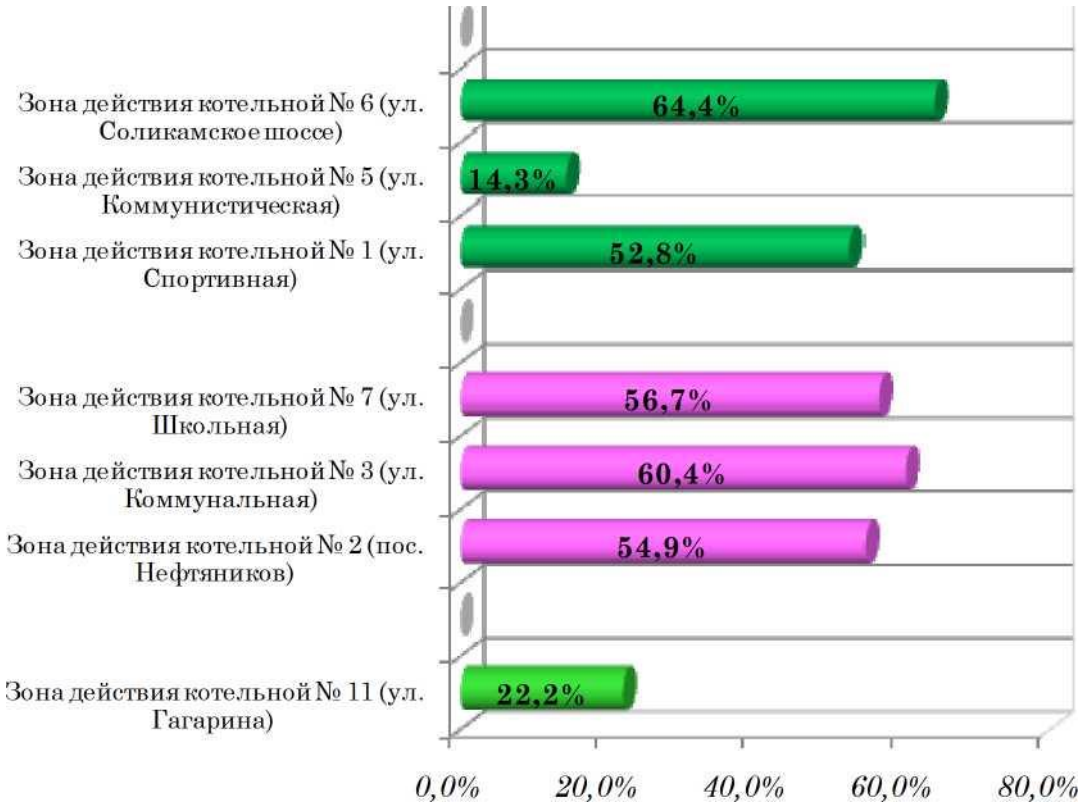


Диаграмма 3 - Доля резерва тепловой мощности по котельным Красновишерского городского округа на 2021 год (%)

в) Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удалённого потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю

Гидравлические режимы тепловых сетей в Красновишерском городском округе обеспечиваются загрузкой насосного оборудования, установленного на источниках тепловой энергии.

Оценка резерва и дефицита по пропускной способности передачи тепловой энергии от теплоисточника до потребителя осуществлялась на основании гидравлического расчета сетей теплоснабжения, представленных в приложении 2.

Проведённый анализ показал, что существующие тепловые сети имеют резерв по пропускной способности, позволяющий обеспечить тепловой энергией новых потребителей.

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

В процессе формирования балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии Красновишерского городского округа установлено, что их мощность является избыточной. Дефициты тепловой мощности на котельных не возникают.

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

Как указывалось выше, на каждой котельной Красновишерского городского округа существует резерв тепловой мощности нетто. В связи с этим расширение технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности не требуется.

Часть 7. Балансы теплоносителя

а) Утверждённые балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей приведены в таблицах 7.1 - 7.8.1

Таблица 7.1

Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети котельной №11

Зона действия котельной № 11 (ул. Гагарина)	Ед.изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Производительность ВПУ	тонн/ч					
Средневзвешенный срок службы	лет					
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч					
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	-	-	-	-	-
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м³	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	6,3	6,1	5,8	6,1	5,8
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	2,6	2,6	2,4	2,6	2,4
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	-	-	-	-	-
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	30	30	30	30	30
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	+	+	+	+	+
Доля резерва	%					

Таблица 7.1.1

Годовой расход теплоносителя (котельная №11)

Зона действия котельной № 11 (ул. Гагарина)	Ед.изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	36,74	35,58	33,83	35,76	33,83
нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	15,16	15,16	14,00	14,93	14,00
сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год					
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год					

Таблица 7.2

Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети котельной №2

Зона действия котельной № 2 (пос. Нефтяников)	Ед.изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	5	5	5	5	5
Средневзвешенный срок службы	лет	6	7	8	9	10
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	5	5	5	5	5
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	-	-	-	-	-
Емкость баков аккумуляторов	3 тыс. м	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч					
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	3	3	3	3	3
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	7	7	7	7	7
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Доля резерва	%	78,0%	78,0%	78,0%	78,0%	78,0%

Таблица 7.2.1

Годовой расход теплоносителя (котельная №2)

Зона действия котельной № 2 (пос. Нефтяников)	Ед.изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	9,56	9,56	9,56	9,56	9,56
нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	3,48	3,48	3,48	3,48	3,48
сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год					
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год					

Таблица 7.3

Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети котельной №3

Зона действия котельной № 3 (ул. Коммунальная)	Ед.изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	5	5	5	5	5
Средневзвешенный срок службы	лет	6	7	8	9	10
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	5	5	5	5	5
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	-	-	-	-	-
Емкость баков аккумуляторов	3 тыс. м	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	0,66	0,67	0,65	0,65	0,65
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	-	-	-	-	
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	6	6	6	6	6
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	4,34	4,33	4,35	4,35	4,35
Доля резерва	%	86,8%	86,6%	87,0%	87,0%	87,0%

Таблица 7.3.1

Годовой расход теплоносителя (котельная №3)

Зона действия котельной № 3 (ул. Коммунальная)	Ед.изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	5,73	5,82	5,65	5,65	5,65
нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год					
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год					

Таблица 7.4

Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети котельной №7

Зона действия котельной № 7 (ул. Школьная)	Ед.изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	5	5	5	5	5
Средневзвешенный срок службы	лет	6	7	8	9	10
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	5	5	5	5	5
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	-	-	-	-	-
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м^3	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	1,04	1,05	1,04	1,03	1,04
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	-	-	-	-	
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	7	7	7	7	7
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	3,96	3,95	3,96	3,97	3,96
Доля резерва	%	79,2%	79,0%	79,2%	79,4%	79,2%

Таблица 7.4.1

Годовой расход теплоносителя (котельная №7)

Зона действия котельной № 7 (ул. Школьная)	Ед.изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	9,03552	9,1224	9,03552	8,94864	9,03552
нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	2,34576	2,34576	2,34576	2,34576	2,34576
сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год					
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год					

Таблица 7.8

Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети котельной №1

Зона действия котельной № 1 (ул. Спортивная)	Ед.изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	5	5	5	5	5
Средневзвешенный срок службы	лет	6	7	8	9	10
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	5	5	5	5	5
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.					
Емкость баков аккумуляторов	3 тыс. м	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	1,59	1,59	1,51	1,58	1,51
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	0,49	0,49	0,49	0,49	0,45
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	-	-	-	-	
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	10	10	10	10	10
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	3,41	3,41	3,49	3,42	3,49
Доля резерва	%	68,2%	68,2%	69,8%	68,4%	69,8%

Таблица 7.5.1

Годовой расход теплоносителя (котельная №1)

Зона действия котельной № 1 (ул. Спортивная)	Ед.изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	13,81	13,81	13,12	13,73	13,12
нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	4,26	4,26	4,26	4,26	3,91
сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год					
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год					

Таблица 7.7

Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети котельной №6

Зона действия котельной № 5 (ул. Коммунистическая)	Ед.изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Производительность ВПУ	тонн/ч					
Средневзвешенный срок службы	лет					
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч					
Потери располагаемой производительности	%					
Собственные нужды	тонн/ч	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	-	-	-	-	-
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м³	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	0,91	0,91	0,90	0,91	0,90
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	-	-	-	-	
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	7	7	7	7	7
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	+	+	+	+	+
Доля резерва	%					

Таблица 7.6.1

Годовой расход теплоносителя (котельная №5)

Зона действия котельной № 5 (ул. Коммунистическая)	Ед.изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	5,31	5,31	5,25	5,31	5,25
нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год					
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год					

Таблица 7.7

Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети котельной №6

Зона действия котельной № 6 (ул. Соликамское шоссе)	Ед.изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Производительность ВПУ	тонн/ч	5	5	5	5	5
Средневзвешенный срок службы	лет	6	7	8	9	10
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	5	5	5	5	5
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	-	-	-	-	-
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м³	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	0,43	0,43	0,45	0,45	0,45
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	-	-	-	-	
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тонн/ч	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	4	4	4	4	4
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	4,57	4,57	4,55	4,55	4,55
Доля резерва	%	91,4%	91,4%	91,0%	91,0%	91,0%

Таблица 7.7.1

Годовой расход теплоносителя (котельная №6)

Зона действия котельной № 6 (ул. Соликамское шоссе)	Ед.изм.	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тыс. т/год	2,51	2,51	2,62	2,62	2,62
нормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
сверхнормативные утечки теплоносителя	тыс. т/год					
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год					

б) *Утверждённые балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения*

Как видно из таблиц 7.1 — 7.8.1, в которых также приведены балансы производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления в аварийных режимах систем теплоснабжения, на котельных №2, 3, 7 и 1 значения максимальной подпитки тепловой сети в период повреждения участка превышают располагаемую производительность ВПУ.

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

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

В качестве основного вида топлива на всех котельных Красновишерского городского округа используются природный и попутный нефтяной газ.

В таблице 8.1 приведены топливные балансы источников тепловой энергии Красновишерского городского округа.

Таблица 8.1

Топливные балансы источников тепловой энергии Красновишерского городского округа

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Вид топлива основного топлива	Расход условного топлива (т.у.т)	Расход натурального топлива (т, тыс.м3)
Фактические Данные за 2019 год				
	ПРИХОД:		**16238,886**	**14341,471**
	РАСХОД:			
	в т.ч.			
1	Котельная №11	природный/попутный газ	3954,500	3468,860
2	Котельная №2	природный/попутный газ	1910,174	1690,419
3	Котельная №3	природный/попутный газ	2017,893	1779,551
4	Котельная №7	природный/попутный газ	2949,309	2610,008
5	Котельная № 1	природный/попутный газ	3625,978	3208,830
6	Котельная №5	природный/попутный газ	1311,341	1160,479
7	Котельная №6	природный/попутный газ	476,179	421,398
	Итого по котельным:		**16238,886**	**14341,471**
Плановые показатели на 2020 год				
	ПРИХОД:		**18410,361**	**16251,77**
	РАСХОД:			
	в т.ч.			
1	Котельная №11	природный/попутный газ	5454,558	4784,700
2	Котельная №2	природный/попутный газ	2426,098	2146,990
3	Котельная №3	природный/попутный газ	1897,986	1679,634
4	Котельная №7	природный/попутный газ	2909,850	2575,088
5	Котельная № 1	природный/попутный газ	3527,345	3121,544
6	Котельная №5	природный/попутный газ	1561,896	1382,209
7	Котельная №6	природный/попутный газ	632,016	559,306
	Итого по котельным:		**18410,361**	**16251,771**

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Вид топлива основного топлива	Расход условного топлива (т.у.т)	Расход нату рального топлива (т, тыс.м3)
Плановые показатели на 2021 год				
	ПРИХОД:		**18418,015**	**16258,545**
	РАСХОД:			
	в т.ч.			
1	Котельная №11	природный/попутный газ	5454,558	4784,700
2	Котельная №2	природный/попутный газ	2426,098	2146,990
3	Котельная №3	природный/попутный газ	1905,640	1686,407
4	Котельная №7	природный/попутный газ	2909,850	2575,088
5	Котельная № 1	природный/попутный газ	3527,345	3121,544
6	Котельная №5	природный/попутный газ	1561,896	1382,209
7	Котельная №6	природный/попутный газ	632,016	559,306
	Итого по котельным:		**18418,015**	**16258,545**

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

На всех источниках тепловой энергии Красновишерского городского округа в качестве резервного топлива применяется дизельное топливо, обеспечение которым соответствует нормативным требованиям, в том числе в периоды расчётных температур наружного воздуха.

в) Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Природный газ, используемый на котельных Красновишерского городского округа, поставляется из двух месторождений: Маговского и Цепельского, а попутный нефтяной газ только из Гежского месторождения.

В таблице 8.2 представлены особенности характеристик топлива, поставляемого на источники тепла.

Таблица 8.2

Особенности характеристик топлива, поставляемого на источники тепла

Наименование характеристик	Наименование вида топлива				
	Природный газ			Попутный нефтяной газ - Значение по результатам испытания	
	Норма по ГОСТ 5542-87	Нормативный документ на методику выполнения измерений	Значение по результа там испытания		
Объёмная доля кислорода, %	не более 1	ГОСТ 31371.3-2015	отсутствует	0,01	
Массовая концентрация сероводорода,* г/м^3	не более 0,02	ГОСТ 22387.2-97	4,28	4,04	
Массовая концентрация меркаптановой,* серы г/м^3	не более 0,036	ГОСТ 22387.2-97	0,091	0,007	
Теплота сгорания низшая, ккал/м^3	не менее 7600	ГОСТ 31369-2015	8884	9252	
Число Воббе, ккал/м^3	9850-13000		10329	10822	
Плотность, кг/м^3	не установлена		0,890	0,879	
Точка росы газа по влаге, ^{0}C*	ниже температуры газа	ГОСТ Р 53763-2016	- 5	- 6,5	
Абсолютная влажность газа, г/м^{3**}	не установлена		3,2	2,9	
Относительная влажность газа, % в рабочих условиях**,	не установлена		60	82	
Влажность дров, %	-	-	-	-	

Примечание:
для природного газа — условия — давление — 0,98 МПа, температура — + 1,0 ◦С
для попутного нефтяного газа — условия — давление — 0,16 МПа, температура — минус 5 ◦С.

для природного газа — условия — давление — 0,98 МПа, температура — + 1,0◦С
для попутного нефтяного газа — условия — давление — 0,16 МПа, температура — минус 5 ◦С.

В таблице 8.2.1 приведён состав смеси газов, поставляемых на котельные.
Следует отметить, что показатели качества топлива, представленные в таблицах, базируются на данных лабораторных исследований.

Таблица 8.2.1 *Состав смеси газов*

Состав газа, в пересчёте на безвоздушный	Природный газ			Попутный нефтяной газ		
	объёмная концентрация компонен- тов,%	молярная концентрация компонентов,%	массовая доля,%	объёмная концентрация компонен- тов,%	молярная концентрация компонен- тов,%	массовая доля,%
метан	70,87	70,74	53,37	74,28	74,13	56,66
этан	11,46	11,51	16,17	11,78	11,82	16,83
пропан	4,45	4,50	9,20	4,46	4,51	9,34
изо-бутан	0,65	0,67	1,77	0,65	0,67	1,8
нормальный бутан	1,05	1,08	2,85	1,2	1,24	3,32
изо-пентан	0,23	0,24	0,78	0,27	0,28	0,93
нормальный пентан	0,20	0,21	0,68	0,23	0,25	0,80
гексаны	0,12	0,12	0,47	0,07	0,07	0,28
азот	10,28	10,24	13,57	5,90	5,87	7,88
диоксид углерода	0,32	0,32	0,65	0,81	0,81	1,70
гелий	0,07	0,07	0,01	0,07	0,07	0,01
сероводород	0,30	0,30	0,48	0,28	0,28	0,45

По результатам анализа состава газа выявлены сверхнормативное содержание сероводорода, меркаптановой серы, высокие показатели влажности, что свидетельствует о низком качестве топлива.

Необходимо отметить, что низкокачественное топливо способствует ускоренному износу котлов, поскольку несоответствие топлива нормам по вышеуказанным показателям приводит к возникновению кислоты, сернокислой коррозии.

г) Анализ поставки топлива в периоды расчётных температур наружного воздуха

Поставка топлива в периоды расчётных температур производится без ограничений.

Часть 9. Надёжность теплоснабжения

а) Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчёту уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии

Для оценки надёжности теплоснабжения могут использоваться частные и общие критерии, характеризующие состояние электро-, водо-, топливоснабжения источников тепла, соответствие мощности теплоисточников и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам, техническое состояние и резервирование тепловых сетей.

Надежность электроснабжения источников тепла ($К_э$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии второго ввода или автономного источника электроснабжения $К_э = 1,0$;
- при отсутствии резервного электропитания при мощности отопительной котельной (Гкал/ч): до 5,0 - $К_э = 0,8$; 5,0 - 20 - $К_э = 0,7$; свыше 20 Гкал/ч - $К_э = 0,6$.

Надежность водоснабжения источников тепла ($К_в$) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии второго независимого водовода, артезианской скважины или емкости с запасом воды на 12 часов работы отопительной котельной при расчетной нагрузке $К_в = 1,0$;
- при отсутствии резервного водоснабжения при мощности отопительной котельной (Гкал/ч): до 5,0 - $К_в = 0,8$; 5,0 - 20 - $К_в = 0,7$; свыше 20 - $К_в = 0,6$.

Надежность топливоснабжения источников тепла ($К_т$) также характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- при наличии резервного топлива Кт = 1,0;
- при отсутствии резервного топлива при мощности отопительной котельной (Гкал/ч): до 5,0 - Кт = 1,0; 5,0 - 20 - Кт = 0,7; свыше 20 - Кт = 0,5.

Одним из показателей, характеризующих надежность системы коммунального теплоснабжения, является соответствие тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей расчетным 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 - $К_б = 0,3$.

Необходимо отметить, что одно из важнейших направлений повышения надежности систем коммунального теплоснабжения - резервирование источников тепла и элементов тепловой сети путем их кольцевания или устройства перемычек.

Уровень резервирования ($К_р$) вычисляется как отношение резервируемой расчетной тепловой нагрузки к сумме расчетных тепловых нагрузок (%) подлежащих резервированию потребителей: 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.

Согласно СНиП 2.04.07-86 «Тепловые сети» при проектировании тепловых сетей подземной прокладки в непроходных каналах и при бесканальной прокладке должно предусматриваться резервирование подачи тепла в зависимости от климатических условий и диаметров трубопроводов.

Минимальный диаметр трубопровода, мм	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С				
	-10	-20	-30	-40	-50
	Допускаемое снижение подачи тепла, %				
300	х[1]	Х	Х	Х	50
400	Х	Х	Х	50	60
500	Х	Х	50	60	70
600	Х	50	60	70	80
700 и более	50	60	70	80	90

При нескольких источниках тепла должна быть создана работа их на единую тепловую сеть. Чтобы в случае аварии на одном из источников тепла имелась возможность частичного обеспечения потребителей тепловой энергией из единой тепловой сети за счет других источников тепла.

Надежность системы теплоснабжения также будет повышена за счёт устройства перемычек между сетями, проложенными от разных источников теплоты.

Перемычки используются как в нормальном, так и в аварийном режимах работы. Они позволяют обеспечить беспрерывное теплоснабжение и значительно снизить недоотпуск тепла при аварии. Количество и диаметры перемычек определяются исходя из режима резервирования при сниженном расходе теплоносителя.

Существенное влияние на надежность системы теплоснабжения оказывает техническое состояние тепловых сетей, характеризуемое наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов ($К_с$):

Доля ветхих сетей, %	Коэффициент $К_с$
До 10	1,0
10 - 20	0,8
20 - 30	0,6
Свыше 30	0,5

В зависимости от полученных показателей надежности отдельные системы и системы коммунального 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.

По результатам оценки, проведённой на основании вышеуказанных показателей, разработчиком схемы теплоснабжения был определён общий показатель надёжности — 0,70, свидетельствующий о том, что системы теплоснабжения Красновишерского городского округа являются малонадёжными. Сводные результаты оценки представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1

Оценка надёжности теплоснабжения в Красновишерском городском округе

Показатели	котельная №1	котельная №2	котельная №3	котельная №5	котельная №6	котельная №7	котельная №11
Надежность электроснабжения источников тепла	1	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7
Надежность водоснабжения источников теп ла	0,7	1	1	1	0,8	0,7	1
Надежность топливоснабжения источников тепла	1	1	1	1	1	1	1

Показатели	котельная №1	котельная №2	котельная №3	котельная №5	котельная №6	котельная №7	котельная №11
Соответствие тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей	1	1	1	1	1	1	1
уровня резервирования	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Техническое состояние тепловых сетей	1,0	0,8	0,7	0,9	1,0	1,0	0,7
Интенсивность отказов тепловых сетей	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5
Относительный недоотпуск тепла	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Качества теплоснабжения	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Общий показатель надежности	**0,73**	**0,70**	**0,69**	**0,73**	**0,72**	**0,69**	**0,69**

б) Анализ аварийных отключений потребителей

Анализ аварийных отключений потребителей провести не представляется возможным, поскольку в течение последних 5 лет не происходили аварии в системе теплоснабжения.

в) Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений провести не представляется возможным, т.к. в течение последних 5 лет их не происходили аварии.

Часть 10. Технико - экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Описание технико-экономических показателей базируется на информации о результатах хозяйственной деятельности, отражённой в стандартах раскрытия информации теплоснабжающих и теплосетевых организаций, в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством РФ.

Фактические значения технико-экономических показателей теплоснабжающих организаций Красновишерского городского округа приведены в таблице 10.1

Необходимо отметить, что при их формировании у теплоснабжающих организаций в эксплуатации находились следующие отопительные котельные:

ООО «Теплосети

- котельная №11;

- котельная №2;
- котельная №3;
- котельная №7;

- котельная №1;
- котельная №5;
- котельная №6;

Таблица 10.1 *Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности) за период 2019 - 2021 г.г.*

Наименование показателя		Единица измерения	ООО "Теплосети"		
			Значение показателя		
			2019 г.	**2020 г.**	**2021 г.**
Вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)		х	производство (некомбинированная выработка)+передача+сбыт	производство (некомбинированная выработка)+передача+сбыт	производство (некомбинированная выработка)+передача+сбыт
Выручка от регулируемой деятельности		тыс.руб.	27 121,96	29 110,03	29 031,75
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:		тыс.руб.	27 404,19	31 189,24	30 873,21
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)		тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
Расходы на топливо		тыс.руб.	14 411,77	14 614,80	13 766,89
газ природный по нерегулируемой цене	Стоимость	тыс.руб.	13 289,24	14 594,00	13 766,89
	Объем	тыс. м3	4 106,36	3 908,85	3 468,86
	Стоимость 1-й единицы объема с учётом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	3,24	3,73	3,97
	Способ приобретения	х	договорные отношения	договор поставки	прямые договора без торгов
нефть	Стоимость	тыс.руб.	1 122,53	20,80	0
	Объем	тонны	5,40 тонн	5,50 тонн	0
	Стоимость 1-й единицы объема с учётом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	0,51	3,78	0
	Способ приобретения	х	договорные отношения	-	
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:		тыс.руб.	5 217,69	3 906,30	3 804,41
Средневзвешенная стоимость 1 кВт		руб.	3,56	4,19	4,00
Объем приобретенной электрической энергии		тыс. кВт*ч	1 463,7450	931,7600	952,2180
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе		тыс.руб.	83,00	3,30	6,57

Наименование показателя	Единица измерения	ООО «Теплосети»		
		Значение показателя		
		2019 г.	**2020 г.**	**2021 г.**
Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	52,50	0,00	1,48
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	2 114,40	723,10	912,94
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	299,20	246,10	273,46
Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
Расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	46,29	1 378,70	1 169,30
Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	тыс.руб.	232,30	344,40	208,77
Расходы на оплату труда	тыс.руб.	72,76	42,80	49,00
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	10,30	14,70	14,80
Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	950,20	1 495,00	1 378,22
Расходы на оплату труда	тыс.руб.	397,40	739,00	763,55
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	56,25	253,90	230,53
Расходы на ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	3 349,32	7763,94	8 231,50
Расходы на капитальный ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	1 389,82	2 476,10	2 230,80
Расходы на текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	1 959,50	5 287,84	6 000,70
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.	80,02	45,20	114,21
Прочие расходы (аренда земли,услуги по расчету технологических потерь, плата за негативное воздействие на окр.среду, обучение, услуги абон.отдела)	тыс.руб.	567,51	668,40	1 005,46
Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	0,00	-2 079,21	0,00
Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
В том числе чистая прибыль на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой по развитию системы теплоснабжения	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	Единица измерения	ООО «Теплосети»		
		Значение показателя		
		2019 г.	**2020 г.**	**2021 г.**
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	17,50	15,20	15,20
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	12,23	11,30	11,40
Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	34,5870	27,7710	29,4400
Справочно: объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал	0,8070	0,6480	0,6900
Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000	0,0000	0,0000
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	29,0770	25,1380	22,8600
По приборам учета	тыс. Гкал	5,5705	6,5130	6,2340
По нормативам потребления	тыс. Гкал	23,5065	18,6250	16,6260
Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	13,90	7,32	20,50
Справочно: потери тепла через изоляцию труб	тыс.Гкал	4,7030	1,9850	5,4200
Справочно: потери тепла через утечки	тыс.Гкал			0,4700
Справочно: потери тепла, ВСЕГО	тыс.Гкал			5,8900
Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однотрубном исчислении)	км	23,77	23,04	23,04
Протяженность разводящих сетей (в однотрубном исчислении)	км	3,57	0	0,00
Количество тепловых станций и котельных	ед.	2	1	1
Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	20	9	9
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	152,23	159,10	137,55
Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	36,80	33,55	33,12
Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	куб. м/Гкал	3,54	5,49	3,61

Наименование показателя		Единица измерения	ООО " Теплосети "		
			Значение показателя		
			2019 г.	**2020 г.**	**2021 г.**
Вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)		х	производство (некомбинированная выработкаа)+передача+сбыт	производство (некомбинированная выработка)+передача+сбыт	производство (некомбинированная выработка)+передача+сбыт
Выручка от регулируемой деятельности		тыс.руб.	39 794,74	45 064,78	46 711,47
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:		тыс.руб.	38 206,34	46 679,20	46 037,28
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)		тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
Расходы на топливо		тыс.руб.	18 812,03	23 887,70	23 471,70
газ природный по нерегулируемой цене	Стоимость	тыс.руб.	18 812,03	23 887,70	23 471,70
	Объем	тыс. м3	5 812,90	6 641,80	6 081,00
	Стоимость 1-й единицы объема с учётом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	3,24	3,60	3,86
	Способ приобретения	х	договорные отношения	-	прямые договора без торгов
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:		тыс.руб.	3 488,16	4 767,60	4 578,96
Средневзвешенная стоимость 1 кВт		руб.	3,41	3,94	3,73
Объем приобретенной электрической энергии		тыс. кВт*ч	1 022,3700	1 210,4700	1 228,1350
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе		тыс.руб.	502,60	117,40	108,13
Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе		тыс.руб.	11,47	24,60	34,59
Расходы на оплату труда основного производственного персонала		тыс.руб.	1 879,69	2 546,00	2 415,34
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала		тыс.руб.	266,35	869,10	727,47
Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе		тыс.руб.	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	Единица измерения	ООО " Теплосети "		
		Значение показателя		
		2019 г.	**2020 г.**	**2021 г.**
Расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	175,40	112,10	63,99
Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	тыс.руб.	491,77	1 006,40	478,30
Расходы на оплату труда	тыс.руб.	254,75	356,70	259,07
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	35,49	122,10	72,24
Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	2 488,81	1 833,60	1 971,56
Расходы на оплату труда	тыс.руб.	1 591,35	1 018,30	964,88
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	221,67	348,50	291,39
Расходы на ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	9 053,60	10 660,40	11 188,76
Расходы на капитальный ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	1 890,47	4 473,30	4 533,69
Расходы на текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	7 163,13	6 187,10	6 655,07
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.	145,39	78,30	415,99
Прочие расходы (аренда земли,услуги по расчету технологических потерь, плата за негативное воздействие на окр.среду, обучение, услуги абон.отдела)	тыс.руб.	891,07	776,00	582,49
Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	1 588,40	-1 614,42	674,19
Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	1 147,93	0,00	173,69
В том числе чистая прибыль на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой по развитию системы теплоснабжения	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	Единица измерения	ООО " Теплосети "		
		Значение показателя		
		2019 г.	**2020 г.**	**2021 г.**
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	22,97	29,20	29,20
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	12,42	13,30	13,23
Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	40,8000	49,3740	49,2500
Справочно: объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал	0,9520	1,1530	1,1500
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	35,2360	38,4770	36,9410
По приборам учета	тыс. Гкал	16,4959	8,6500	9,1160
По нормативам потребления	тыс. Гкал	18,7401	29,8270	27,8250
Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	11,57	20,27	23,20
Справочно: потери тепла через изоляцию труб	тыс.Гкал	4,61	9,7750	10,2663
Справочно: потери тепла через утечки	тыс.Гкал			0,8927
Справочно: потери тепла, ВСЕГО	тыс.Гкал			6,8680
Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однотрубном исчислении)	км	16,12	29,39	29,39
Протяженность разводящих сетей (в однотрубном исчислении)	км	2,51		0,00
Количество тепловых станций и котельных	ед.	3	3	3
Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	20	26	27
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	160,99	152,00	142,86
Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	25,06	24,52	25,53
Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	куб. м/Гкал	0,84	0,14	0,65

Наименование показателя		Единица измерения	ООО "Теплосети"		
			Значение показателя		
			2019 г.	2020 г.	2021 г.
Вид регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии)		х	производство (некомбинированная выработка)+передача+сбыт	производство (некомбинированная выработка)+передача+сбыт	производство (некомбинированная выработка)+передача+сбыт
Выручка от регулируемой деятельности		тыс.руб.	39 260,00	42 071,27	41 753,30
Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:		тыс.руб.	39 752,51	40 165,20	16 182,85
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)		тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
Расходы на топливо		тыс.руб.	20 048,26	19 070,10	19 416,69
газ природный по нерегулируемой цене	Стоимость	тыс.руб.	19 666,26	18 753,80	18 984,93
	Объем	тыс. м3	6 333,12	5 023,00	4 791,72
	Стоимость 1-й единицы объема с учётом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	3,11	3,73	3,96
	Способ приобретения	х	договорные отношения	договор поставки	прямые договора без торгов
дрова	Стоимость	тыс.руб.	382,00	316,30	431,76
	Объем	м3	822,00	679,00	725,50
	Стоимость 1-й единицы объема с учётом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	0,46	0,47	0,60
	Способ приобретения	х	договорные отношения	договор поставки	прямые договора без торгов
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:		тыс.руб.	5 531,30	5 536,50	5 138,19
Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч		руб.	3,36	4,08	3,61
Объем приобретенной электрической энергии		тыс. кВт*ч	1 647,3872	1 357,0760	1 421,4300
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе		тыс.руб.	524,20	343,60	278,41
Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе		тыс.руб.	10,89	3,30	24,52

Наименование показателя	Единица измерения	ООО "Теплосети"		
		Значение показателя		
		2019 г.	**2020 г.**	**2021 г.**
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	2 515,93	2 537,20	2 632,77
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	355,59	861,10	795,50
Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
Расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	119,60	92,30	69,14
Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	тыс.руб.	284,60	472,20	506,16
Расходы на оплату труда	тыс.руб.	169,11	204,70	225,94
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	24,01	69,40	68,20
Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	926,28	1 003,20	1 097,13
Расходы на оплату труда	тыс.руб.	202,09	350,80	403,66
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	28,69	120,00	121,44
Расходы на ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	8 525,66	9 385,10	10 133,23
Расходы на капитальный ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	3 687,18	3 737,40	4 844,01
Расходы на текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	4 838,48	5 647,70	5 289,22
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.	169,39	108,50	285,00
Прочие расходы (аренда земли,услуги по расчету технологических потерь, плата за негативное воздействие на окр.среду, обучение, услуги абон.отдела)	тыс.руб.	740,83	752,10	1 115,26
Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	-492,51	1 906,07	261,33
Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	-492,51	2 266,40	0,00
В том числе чистая прибыль на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой по развитию системы теплоснабжения	тыс.руб.	0,00		0,00

Наименование показателя	Единица измерения	ООО "Теплосети"		
		Значение показателя		
		2019 г.	**2020 г.**	**2021 г.**
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	31,00	24,80	24,80
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	13,26	14,40	12,45
Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	45,8240	40,9970	40,9490
Справочно: объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал	1,0700	0,9560	0,9560
Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000	32,5370	0,0000
Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	34,9300	32,5370	33,1250
По приборам учета	тыс. Гкал	5,4989	9,4200	9,9880
По нормативам потребления	тыс. Гкал	29,4312	23,1170	23,1370
Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	21,95	18,70	17,20
Справочно: потери тепла через изоляцию труб	тыс.Гкал	9,83	7,5000	6,3186
Справочно: потери тепла через утечки	тыс.Гкал			0,5494
Справочно: потери тепла, ВСЕГО	тыс.Гкал			6,8680
Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однотрубном исчислении)	км	25,72	19,14	19,14
Протяженность разводящих сетей (в однотрубном исчислении)	км	4,18		0,00
Количество тепловых станций и котельных	ед.	4	4	4
Количество тепловых пунктов	ед.	1		1
Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	27	25	24
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	160,94	138,40	140,22
Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	35,95	33,10	35,53
Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	куб. м/Гкал	1,37	0,50	0,39

Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

а) Динамика утверждённых тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплоснабжающей организации с учётом последних 3 лет

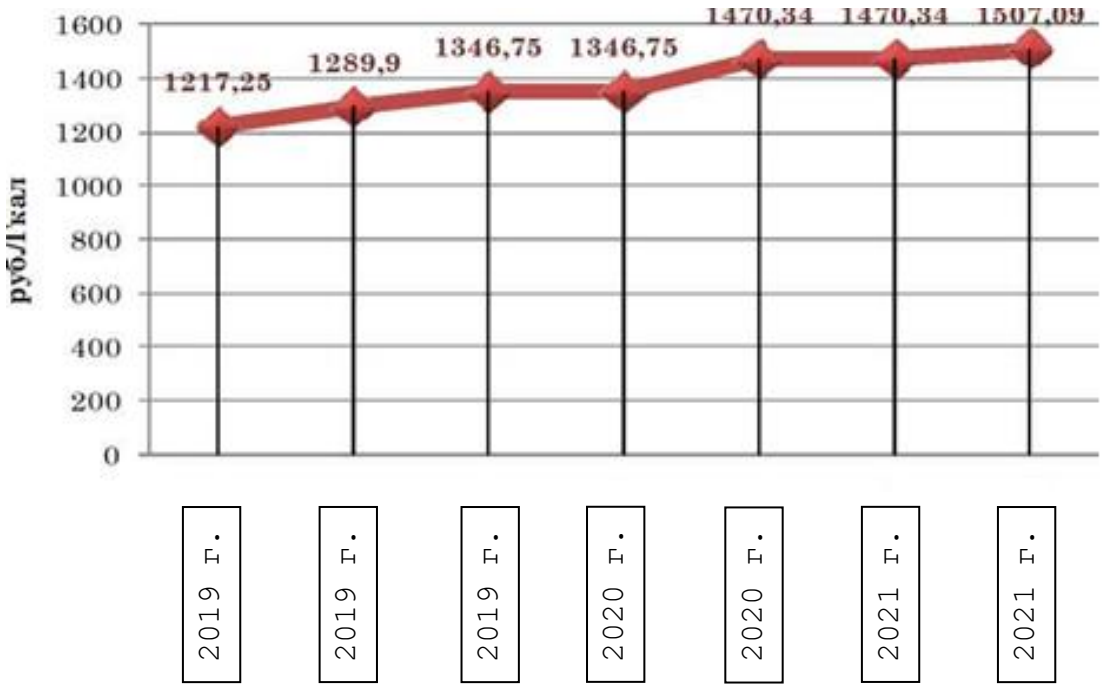


Диаграмма 4 - Динамика тарифов за 2019 - 2021 г.г. , утверждённых органом исполнительной власти субъекта РФ для организации ООО «Теплосети»

Приложение
к постановлению Министерства
по тарифам Пермского края
от 09.12.2020 № 257-т

«Приложение 2
к постановлению Министерства
по тарифам Пермского края
от 21.08.2019 № 38-т

Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям*

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
					от 1,2 до 2,5 кг/см^2	от 2,5 до 7,0 кг/см^2	от 7,0 до 13,0 кг/см^2	свыше 13,0 кг/см^2	
1.	**Общество с ограниченной ответственностью «Теплосети» (котельные по адресу: Красновишерский городской округ, город Красновишерск, ул. Гагарина, ул. Дзержинского, ул. Коммунальная, ул. Нефтяников, ул. Соликамское шоссе, ул. Спортивная, ул. Школьная)**	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения							
		одноставочный руб./Гкал	с момента вступления в силу постановления по 31.12.2019	1 703,35	-	-	-	-	-
			с 01.01.2020 по 30.06.2020	1 703,35	-	-	-	-	-
			с 01.07.2020 по 31.12.2020	1 755,76	-	-	-	-	-
			с 01.01.2021 по 30.06.2021	1 463,14	-	-	-	-	-
			с 01.07.2021 по 31.12.2021	1 542,64	-	-	-	-	-
			с 01.01.2022 по 30.06.2022	1 806,27	-	-	-	-	-
			с 01.07.2022 по 31.12.2022	1 861,81	-	-	-	-	-
		Население (в период с 01.01.2021 тарифы указываются с учетом НДС)							
		одноставочный руб./Гкал	с момента вступления в силу постановления по 31.12.2019	1 703,35	-	-	-	-	-
			с 01.01.2020 по 30.06.2020	1 703,35	-	-	-	-	-
			с 01.07.2020 по 31.12.2020	1 755,76	-	-	-	-	-
			с 01.01.2021 по 30.06.2021	1 755,76	-	-	-	-	-
			с 01.07.2021 по 31.12.2021	1 851,17	-	-	-	-	-
			с 01.01.2022 по 30.06.2022	1 806,27	-	-	-	-	-
			с 01.07.2022 по 31.12.2022	1 861,81	-	-	-	-	-

* с момента вступления в силу постановления по 31.12.2020 налогом на добавленную стоимость не облагаются, организация применяет упрощенную систему налогообложения в соответствии со статьями 346.11, 346.12, 346.13 главы 26.2 Налогового кодекса Российской Федерации (часть вторая).

В период с 01.01.2021 в соответствии со ст. 174.1 НК РФ в рамках деятельности по концессионному соглашению для целей реализации товаров (работ, услуг) населению соответствующая сумма налога на добавленную стоимость включена в тариф.»

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

Структура цен (тарифов) установленных на момент разработки схемы теплоснабжения — 2021 год приведена в таблице 11.2

Таблица 11.2

№ п/п	Наименование показателя	ООО «Теплосети»		ООО «Теплосети»		ООО «Теплосети»	
		Значение показателя	Удельный вес, %	Значение показателя	Удельный вес, %	Значение показателя	Удельный вес, %
	Выработка тепловой энергии, в т.ч. *(тыс.Гкал)*	**35,862**		**46,360**		**38,339**	
	- газ природный *(тыс.Гкал)*	35,862		46,360		37,815	
	- дрова *(тыс.Гкал)*			0		0,524	
	Расход т/э на технологические нужды (*тыс.Гкал*)	0,841		1,081		0,895	
	Отпущено т/э в сеть *(тыс.Гкал)*	35,021		45,279		37,444	
	Покупная тепловая энергия *(тыс.Гкал)*			0		0	
	Отпущено т/э в сеть всего *(тыс.Гкал)*	35,021		45,279		37,444	
	Потери в сетях *(тыс.Гкал)*	5,093		6,200		3,434	
	Полезный отпуск т/э, в т.ч. (тыс.Гкал)	**29,928**		**39,079**		**34,010**	
	- бюджетным потребителям *(тыс.Гкал)*	6,031		9,003		4,011	
	- прочим потребителям *(тыс.Гкал)*	3,064		1,556		5,376	
	- населению *(тыс.Гкал)*	20,833		28,520		24,623	
	- собственное потребление *(тыс.Гкал)*	0,000		0		0	

№ п/п	Наименование показателя	ООО «Теплосети»	
		Значение показателя	Удельный вес, %
1	Затраты на топливо	23795,7	53,9%
2	Затраты на электроэнергию	4925,2	11,1%
3	Затраты на воду, стоки	616,4	1,4%
4	Затраты на материалы	40,4	0,1%
5	Амортизация (аренда)	1169,3	2,6%
6	Затраты на оплату труда	1301,9	2,9%
7	Отчисления на социальные нужды	393,2	0,9%
8	*Затраты на ремонт основных средств всего, в т.ч.*	*8929,9*	*20,2%*
	- текущий ремонт	5621,7	
	- капитальный ремонт	3276,0	
	- услуги сторонних организаций	32,2	
9	*Цеховые расхоДы всего, в т. ч.*	*538,5*	*1,2%*
	- оплата труда с отчислениями		
10	*Общехозяйственные расхоДы всего, в т. ч.*	*1903,3*	*4,3%*
	- оплата труда с отчислениями		
11	Выпадающие доходы		
12	Прочие расходы	573,8	1,3%
	Итого полная себестоимость *(тыс.руб.)*	**44187,42**	**100,0%**
	Себестоимость *(руб./Гкал)*	**1476,46**	

№ п/п	Наименование показателя	ООО «Теплосети»	
		Значение показателя	Удельный вес, %
13	**Прибыль всего, в т.ч.: *(тыс.руб.)***	**916,7**	
	- капитальные вложения	474,8	
	- соц.развитие		
	- поощрение		
	- прочие цели		
	- выпадающие доходы		
	- налог на прибыль (УСН)	441,9	
	- налог на имущество (2,2%)		
	Необходимая валовая выручка *(тыс.руб.)*	**45104,1**	
	Рентабельность (%)	*2,07%*	
	Одноставочный тариф (руб. /Гкал)	*1507,09*	
	Тариф для населения (с учетом НДС) (руб./Гкал)	*1507,09*	

На рисунке 12 представлена структура прогнозируемой на 2021 год себестоимости услуг по производству и передаче тепловой энергии теплоснабжающей организацией Красновишерского городского округа.

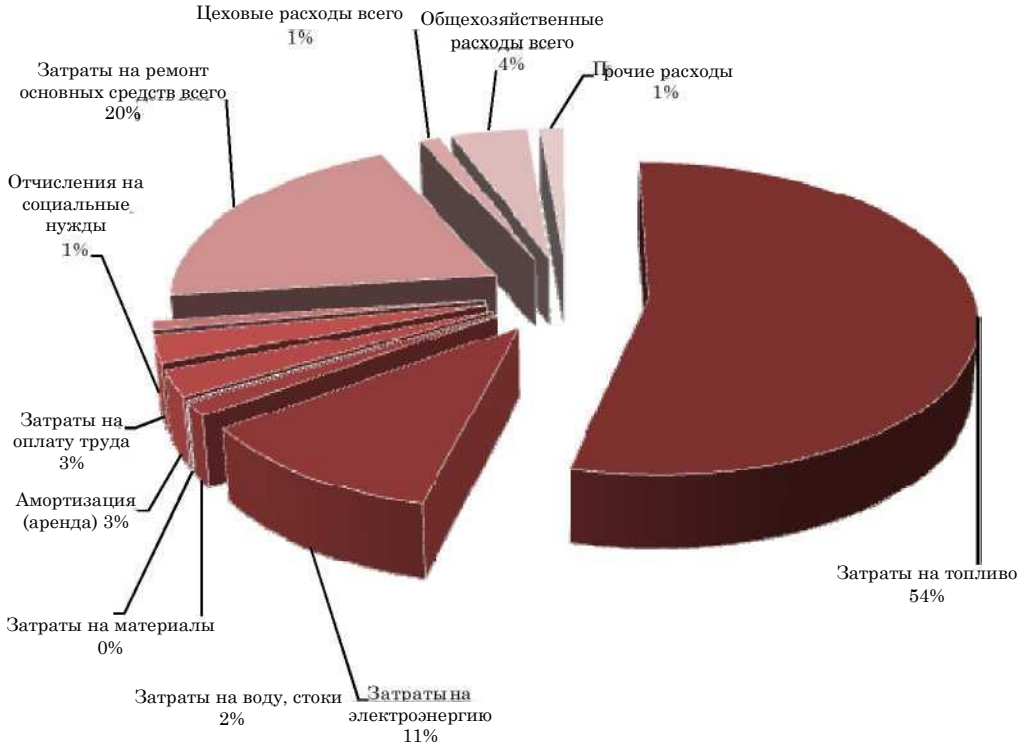


Рисунок 12 - Структура плановой себестоимости услуг по производству и передаче тепловой энергии для ООО «Теплосети»

Необходимо отметить, что при формировании себестоимости услуг по производству и передаче тепловой энергии объёмы реализации населению рассчитывались исходя из подключеннных тепловых нагрузок После введения с 1 августа 2020 года нормативов потребления тепловой энергии для отопления жилых помещений (постановление Правительства Пермского края от 16.07.2020 г. №624-п — см.выше) объёмы реализации населению должны определяться по утверждённым нормативам.

Данное обстоятельство будет способствовать повышению расходов на отопление у отдельных групп населения, снижению доходов у теплоснабжающих организаций, что при незначительном изменении себестоимости услуг по производству и передаче тепловой энергии (за счёт тарифного регулирования) приведёт к финансовым убыткам организаций.

С экономической точки зрения, в данном случае, необходимо оптимизировать существующие эксплуатационные зоны действия теплоснабжающих организаций. Предложения по оптимизации в главе 6.

в) Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности

Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности отсутствуют.

г) Плата 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 отсутствует.

Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения

городского округа

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

В системе централизованного теплоснабжения Красновишерского городского округа выявлены следующие проблемы, приводящие к снижению качества теплоснабжения:

- Высокий износ котлов (41,3%). В настоящее время велика вероятность выхода таких котлов из строя, особенно при больших нагрузках в наиболее холодное время.
- Значительный физический износ сетевых насосов и их электродвигателей, несоответствие параметров насосов установленным котлам и подключенным нагрузкам.
- Морально устарело водоподготовительное оборудование либо оно полностью отсутствует, что приводит к зарастанию отложениями солей жесткости и грязью внутренних поверхностей труб котлов и теплосетей. По этой причине котлы не выдают паспортной теплопроизводительности, ухудшается гидравлический режим теплосетей. Сроки эксплуатации котлов и трубопроводов теплосетей значительно снижаются.

б) Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения округа (перечень причин, приводящих к снижению надёжного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

- Физический износ тепловой изоляции и трубопроводов тепловых сетей (75%), способствует значительным потерям теплоносителя, тепловой энергии при передаче теплоэнергии потребителям.
- Общий период эксплуатации котельной №2 составляет 49 года. В связи с большим физическим износом строительных конструкций здания и технологического оборудования, наличием конструкций, находящихся в аварийном состоянии, эксплуатация здания существующей котельной не допустима.

в) Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

- Отсутствие приборного учёта отпуска тепловой энергии на котельных №4 и №6 приводит к применению расчётного способа для определения количества тепловой энергии. Существующий способ учёта имеет погрешность 10% и не является достоверным.

г) Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблемы в снабжении топливом (в том числе запасов) действующих систем теплоснабжения отсутствуют.

д) Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, отсутствуют.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

Том 2

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

Том 2

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» Н.М. Тотьмянина

МП (подпись)

Глава городского округа - Глава администрации Красновишерского городского округа Е.В. Верещагин

МП

(подпись)

Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Данные базового уровня потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения

№ п/п	Наименование показателя	ООО «Теплосети»
	Полезный отпуск т/э, в т.ч. (тыс.Гкал)	**29,928**
1	- бюджетным по требителям *(тыс.Гкал)*	6,031
2	- прочим потребителям *(тыс.Гкал)*	3,064
3	- населению *(ттыс.Гкал)*	20,833
4	- собственное потребление *(тыс.Гкал)*	0,000

Структура жилого фонда Красновишерского городского округа

Наименование показателей	*Общая площадь жилого фонда*					
	Исходный год (2020 г.)		*прогноз на 2022 г.*		*Расчётный срок (до 2040г.)*	
	тыс.м²	*%*	*тыс.м²*	*%*	*тыс.м²*	*%*
Жилой фонд-всего	**363,6**	**100**	**363,9**	**100**	**363,9**	**100**
в том числе:						
1-2 этажный ИЖС	26,0	7,15	26,0	7,14	26,0	7,14
1-3 этажный	265,6	73,05	265,9	73,07	265,9	73,07
5-этажный	72,0	19,80	72,0	19,79	72,0	19,79

С 2022 года общую площадь жилого фонда планируется увеличить на 0,3 тыс.м^2 за счёт строительства трёх многоквартирных домов по улице Гагарина. Приросты площади строительных фондов по каждому этапу представлены выше в таблице.

Кроме того, в период 2022 — 2040 г.г. запланировано строительство двух объектов социальной сферы: детского сада и храма. Незначительное увеличение подключенной нагрузки будет на котельной №11 и №5. Прогнозные балансы теплоснабжения на остальных котельных останутся без изменений.

Необходимо отметить, что:

- Приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя объектами жилья и соцкультбыта, расположенными в производственных зонах, не планируется.
- Прирост теплопотребления тепловой энергии в паре производственными объектами не планируется.
- Перспективное потребление тепловой энергии, теплоносителя по льготным тарифам для потребителей не планируется.
- Данные о наличии заявок на свободные долгосрочные договоры теплоснабжения от потребителей тепловой энергии отсутствуют.
- В настоящий момент заявки на долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене от потребителей тепловой энергии отсутствуют

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

Том 3

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

Том 3

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» МП (подпись) Н.М. Тотьмянина

Глава городского округа - Глава администрации
Красновишерского городского округа МП (подпись) Е.В. Верещагин

Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения Красновишерского городского округа была разработана с целью обеспечения надежного и качественного теплоснабжения потребителей с учетом прогноза градостроительного развития до 2040 года.

Схема теплоснабжения определила стратегию и единую политику перспективного развития централизованных систем теплоснабжения города.

Основной задачей схемы теплоснабжения является разработка перспективы развития системы теплоснабжения, обеспечивающей реализацию Генерального плана Красновишерского городского округа, определение необходимых мероприятий и затрат на решение выявленных проблем, реконструкцию и модернизацию тепловых сетей и энергоисточников.

Целями выполнения актуализации схемы теплоснабжения являются:

- учет приложений и замечаний, установленных по результатам экспертизы утвержденной схемы теплоснабжения и вынесенных на актуализацию;
- актуализация показателей схемы по фактическим данным за период с базового года утвержденной схемы;
- рассмотрение новых предложений, а также мониторинг и актуализация проектов, включенных в реестр проектов схемы теплоснабжения;
- мониторинг и актуализация тарифных последствий;
- актуализация границ зон деятельности утвержденных ЕТО.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Перспективные балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в зонах действия источников города разработаны в соответствии с пунктами 57 и 58 Требований к схемам теплоснабжения.

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей составлены для принятого варианта развития системы теплоснабжения, рассматриваемого в Главе 4 «Мастер-план разработки схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа до 2040 г».

Тепловые балансы в базовом периоде являются базовыми и неизменными для всего дальнейшего анализа перспективных балансов последующих отопительных периодов. Балансы базового периода представлены в Главе 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения Красновишерского городского округа до 2040 г.

В установленных зонах действия источников тепловой энергии определены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, изложенными в Главе 2 «Перспективный спрос на тепловую мощность и тепловую энергию на цели теплоснабжения в административных границах поселений» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения Красновишерского городского округа до 2040 г.

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по отдельным источникам теплоснабжения г. Омска были определены с учетом следующего соотношения:

$$Q_{гв}^{р} - Q_{гв}^{сн} - Q_{тс}^{пот} - Q_{факт} - Q_{\text{прирост-снос}}^{\text{рез}} = \text{Qрез} \qquad (1)$$

где *QP* - располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии в горячей воде, Гкал/ч;

QCH - затраты тепловой мощности на собственные нужды станции, Гкал/ч;

$Q^{тмтм}$ - потери тепловой мощности в тепловых сетях при температуре

наружного воздуха, принятой для проектирования систем отопления, Гкал/ч;

Q - фактическая тепловая нагрузка в 2019 г.

Q - прирост (снятие) тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой

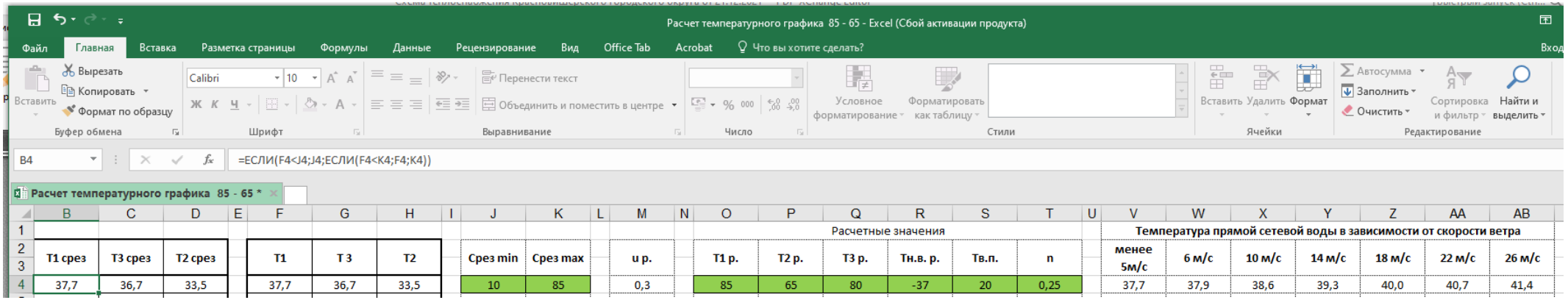
энергии нового строительства объектов жилого и нежилого фондов, Гкал/ч;

Q - резерв/ дефицит источника тепловой энергии в горячей воде, Гкал/ч;

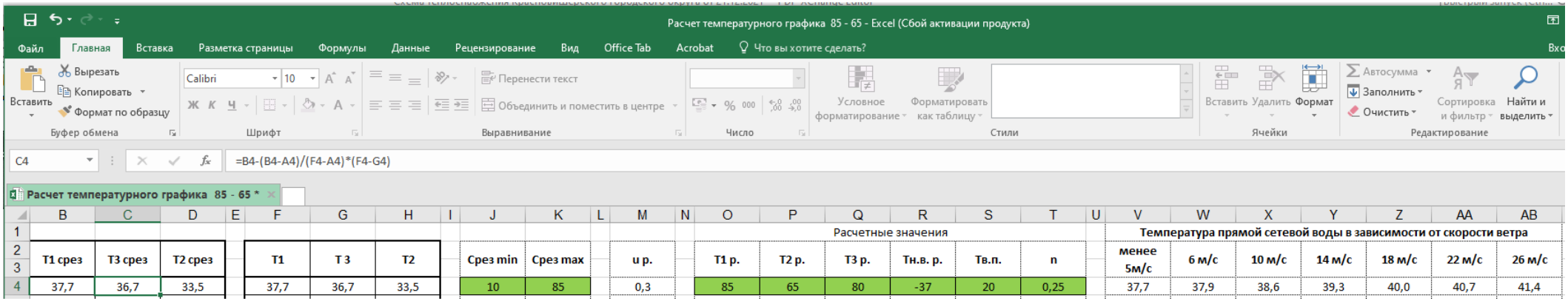
Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки составлены для источников тепловой энергии, в зоне действия которых имеется изменение нагрузок, за каждый год прогнозируемого периода первой пятилетки и по расчетным прогнозируемым периодам.

Балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки, дефициты (резервы) установленной тепловой мощности нетто энергоисточников, в зоне действия которых отсутствует изменение нагрузок, приведены суммарно на базовый год.

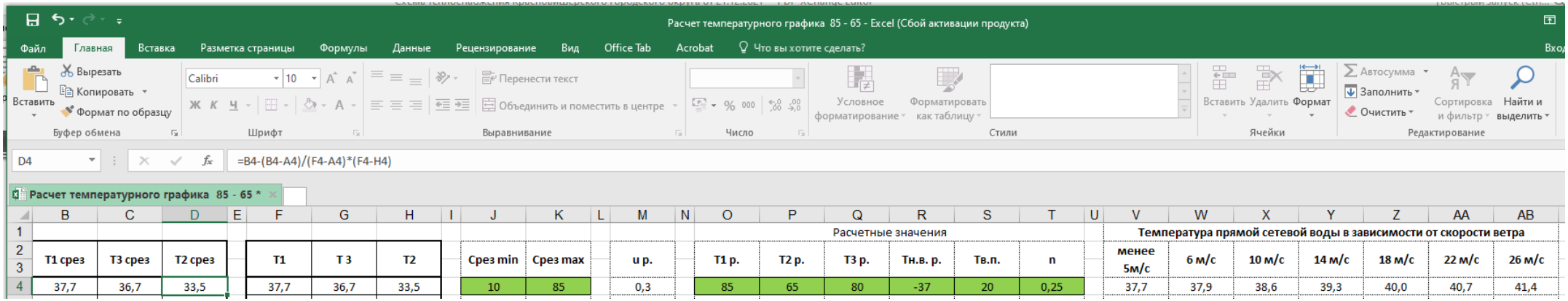
Расчет температурного графика
(раскрытие ячеек с формулами в программе расчета)



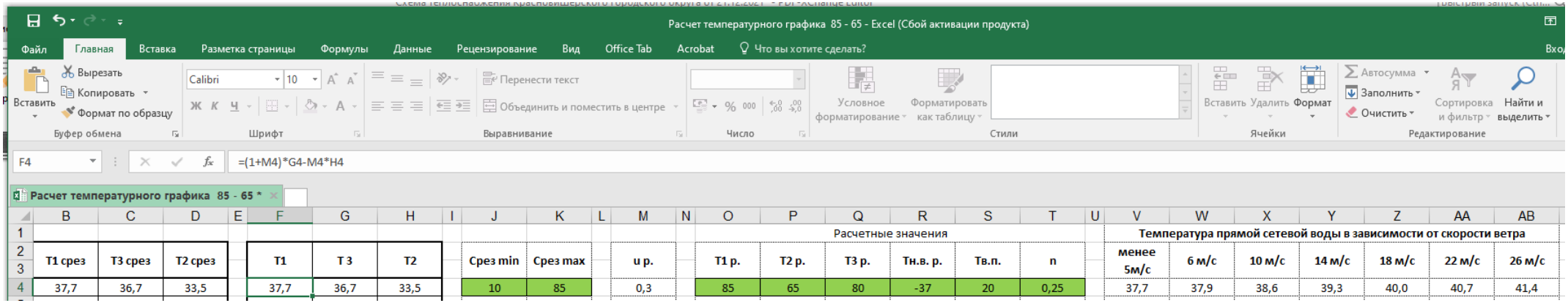
	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB
1														Расчетные значения							Температура прямой сетевой воды в зависимости от скорости ветра						
2	T1 срез	T3 срез	T2 срез		T1	T 3	T2		Срез min	Срез max		u p.		T1 p.	T2 p.	T3 p.	Тн.в. р.	Тв.п.	n		менее 5м/с	6 м/с	10 м/с	14 м/с	18 м/с	22 м/с	26 м/с
3																											
4	37,7	36,7	33,5		37,7	36,7	33,5		10	85		0,3		85	65	80	-37	20	0,25		37,7	37,9	38,6	39,3	40,0	40,7	41,4

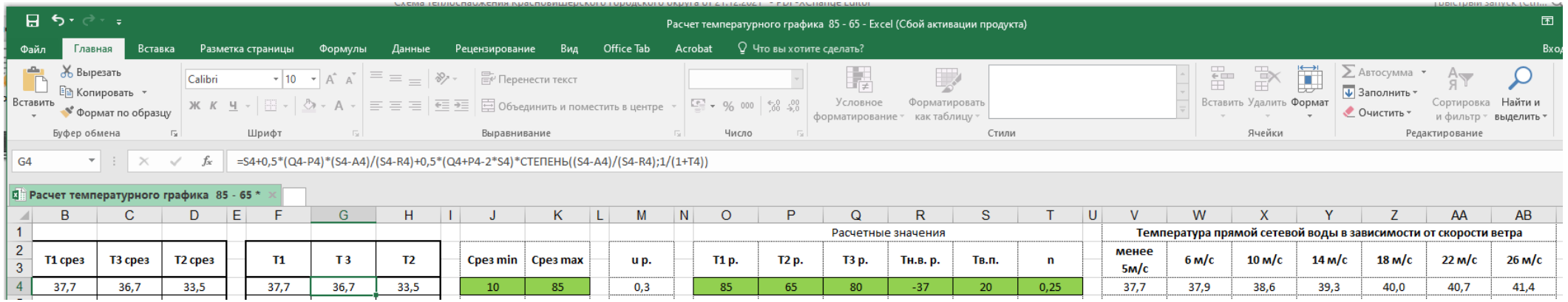


	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB
1														Расчетные значения							Температура прямой сетевой воды в зависимости от скорости ветра						
2	T1 срез	T3 срез	T2 срез		T1	T 3	T2		Срез min	Срез max		u p.		T1 p.	T2 p.	T3 p.	Тн.в. р.	Тв.п.	n		менее 5м/с	6 м/с	10 м/с	14 м/с	18 м/с	22 м/с	26 м/с
3																											
4	37,7	36,7	33,5		37,7	36,7	33,5		10	85		0,3		85	65	80	-37	20	0,25		37,7	37,9	38,6	39,3	40,0	40,7	41,4



	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB
1														Расчетные значения							Температура прямой сетевой воды в зависимости от скорости ветра						
2	T1 срез	T3 срез	T2 срез		T1	T 3	T2		Срез min	Срез max		u p.		T1 p.	T2 p.	T3 p.	Тн.в. р.	Тв.п.	n		менее 5м/с	6 м/с	10 м/с	14 м/с	18 м/с	22 м/с	26 м/с
3																											
4	37,7	36,7	33,5		37,7	36,7	33,5		10	85		0,3		85	65	80	-37	20	0,25		37,7	37,9	38,6	39,3	40,0	40,7	41,4


Расчет температурного графика 85 - 65 - Excel (Сбой активации продукта)
F4
=(1+M4)*G4-M4*H4
Расчет температурного графика 85 - 65 *
Расчетные значения
Температура прямой сетевой воды в зависимости от скорости ветра
T1 срез | T3 срез | T2 срез | T1 | T 3 | T2 | Срез min | Срез max | u p. | T1 p. | T2 p. | T3 p. | Тн.в. р. | Тв.п. | n | менее 5м/с | 6 м/с | 10 м/с | 14 м/с | 18 м/с | 22 м/с | 26 м/с
37,7 | 36,7 | 33,5 | 37,7 | 36,7 | 33,5 | 10 | 85 | 0,3 | 85 | 65 | 80 | -37 | 20 | 0,25 | 37,7 | 37,9 | 38,6 | 39,3 | 40,0 | 40,7 | 41,4


Расчет температурного графика 85 - 65 - Excel (Сбой активации продукта)
G4
=S4+0,5*(Q4-P4)*(S4-A4)/(S4-R4)+0,5*(Q4+P4-2*S4)*СТЕПЕНЬ((S4-A4)/(S4-R4);1/(1+T4))
Расчет температурного графика 85 - 65 *
Расчетные значения
Температура прямой сетевой воды в зависимости от скорости ветра
T1 срез | T3 срез | T2 срез | T1 | T 3 | T2 | Срез min | Срез max | u p. | T1 p. | T2 p. | T3 p. | Тн.в. р. | Тв.п. | n | менее 5м/с | 6 м/с | 10 м/с | 14 м/с | 18 м/с | 22 м/с | 26 м/с
37,7 | 36,7 | 33,5 | 37,7 | 36,7 | 33,5 | 10 | 85 | 0,3 | 85 | 65 | 80 | -37 | 20 | 0,25 | 37,7 | 37,9 | 38,6 | 39,3 | 40,0 | 40,7 | 41,4

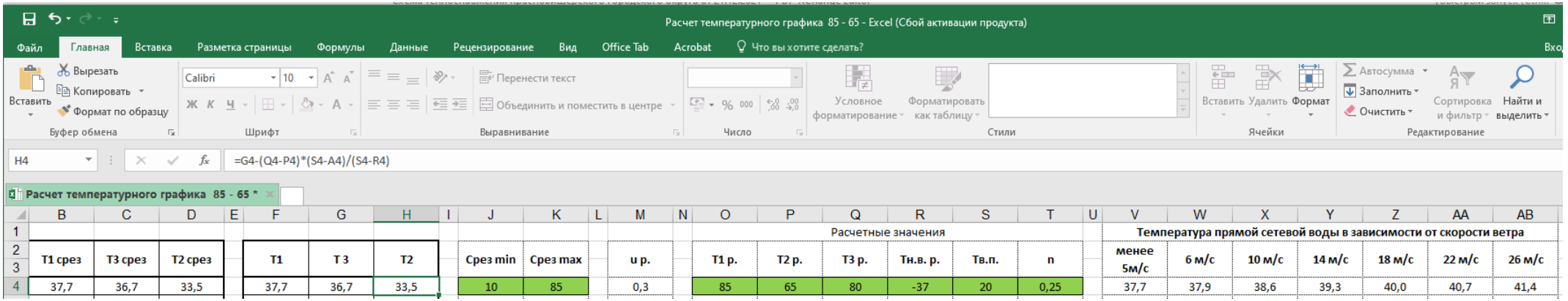

Расчет температурного графика 85 - 65 - Excel (Сбой активации продукта)
H4
=G4-(Q4-P4)*(S4-A4)/(S4-R4)
Расчет температурного графика 85 - 65 *
Расчетные значения
Температура прямой сетевой воды в зависимости от скорости ветра
T1 срез | T3 срез | T2 срез | T1 | T 3 | T2 | Срез min | Срез max | u p. | T1 p. | T2 p. | T3 p. | Тн.в. р. | Тв.п. | n | менее 5м/с | 6 м/с | 10 м/с | 14 м/с | 18 м/с | 22 м/с | 26 м/с
37,7 | 36,7 | 33,5 | 37,7 | 36,7 | 33,5 | 10 | 85 | 0,3 | 85 | 65 | 80 | -37 | 20 | 0,25 | 37,7 | 37,9 | 38,6 | 39,3 | 40,0 | 40,7 | 41,4

Таблица 3.1.

	Наименование котельной	Котельная №1	Котельная №2	Котельная №3	Котельная №5	Котельная №6	Котельная №7	Котельная №11
Данные базового уровня (2020 год)	Установленая мощность, Гкал/час	16	9,08	8,08	7,74	2,15	14,8	18,29
	Подключённая нагрузка,	7,18	4,35	3,07	3,46	1,39	6,32	11,95
	Собственные нужды котельной, Гкал/час	0,197	1,036	0,041	0,258	0,236	0,111	1,311
	Потери теплоносителя, Гкал/час	0,573	0,292	0,534	0,178	0,121	0,458	1,01
	Резерв (дефицит) мощности, Гкал/час	7,987	4,872	4,442	0,379	3,002	4,068	1,421
По прогнозам генерального плана на 2022 год	Установленая мощность,	16	9,08	8,08	7,74	2,15	14,8	18,29
	Подключённая нагрузка, Гкал/час	7,18	4,35	3,07	3,46	1,39	6,32	11,95
	Собственные нужды котельной, Гкал/час	0,197	1,036	0,041	0,258	0,236	0,111	1,311
	Потери теплоносителя, Гкал/час	0,556	0,283	0,518	0,173	0,117	0,444	0,980
	Резерв (дефицит) мощности, Гкал/час	7,190	4,794	3,790	0,297	2,918	7,452	1,219
Расчётный срок (до 2040 года)	Установленая мощность,	16	9,08	8,08	7,74	2,15	14,8	18,29
	Подключённая нагрузка, Гкал/час	7,18	4,35	3,07	3,46	1,39	6,32	11,95
	Собственные нужды котельной, Гкал/час	0,197	1,036	0,041	0,258	0,236	0,111	1,311
	Потери теплоносителя, Гкал/час	0,528	0,269	0,492	0,164	0,112	0,422	0,931
	Резерв (дефицит) мощности, Гкал/час	5,733	4,489	2,974	0,147	2,606	5,935	0,843

Уровень централизованного теплоснабжения в МО Усть-Язьвинское сельское поселение недостаточно развит: центральным отоплением охвачено 5% жилого фонда.

В соответствии с генеральным планом развития до 2040 года не предусматривается обеспечение централизованным теплоснабжением всей застройки жилищно-коммунального сектора. Тепло обеспечение малоэтажной индивидуальной застройки предполагается децентрализованное, от автономных (индивидуальных) тепло генераторов. Поселение не газифицировано.

При современном уровне отопительной техники централизацию выработки тепловой энергии экономически обосновать невозможно. Коэффициент полезного действия современных тепло генераторов на твердом топливе высок (60-80%) и практически не зависит от их единичной мощности. Вместе с тем увеличение уровня централизации приводит к росту тепловых потерь при транспортировке теплоносителя. Поэтому крупные котельные оказываются неконкурентоспособными по сравнению с источниками с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии или автономными источниками.

В то же время сравнение централизованных и децентрализованных систем теплоснабжения с позиций энергетической безопасности и влияния на окружающую среду в зонах проживания людей свидетельствует о бесспорных преимуществах крупных ТЭЦ и котельных.

При сравнительной оценке энергетической безопасности функционирования централизованных и децентрализованных систем необходимо учитывать следующие факторы:

- крупные тепловые источники (котельные, ТЭЦ) могут работать на различных видах топлива, могут переводиться на сжигание резервного топлива при сокращении подачи основного топлива, но котельная, расположенная на территории сельского поселения на текущий момент не имеет резервных видов топлива.
- малые автономные источники (крышные котельные, квартирные тепло

генераторы) рассчитаны на сжигание только одного вида топлива, что уменьшает надежность теплоснабжения.

- установка квартирных тепло генераторов в домах при нарушении их нормальной работы создает непосредственную угрозу здоровью и жизни людей.

Перспективные топливные балансы для источника тепловой энергии представлены в таблице 25 схемы теплоснабжения.

Предложения по величине необходимых инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе планируемого периода представлены в таблице 31 схемы теплоснабжения.

Ориентировочный объем инвестиций определен в сумме порядка 5,210 млн. рублей в ценах 2021 года (должен быть уточнен).

Развитие системы теплоснабжения поселка Усть-Язьва до 2040 года предлагается базировать на преимущественном использовании существующей дровяной котельной Администрации поселка. На втором этапе развития предполагается установка модульной котельной установки блочного типа. Несомненным плюсом модульных котельных является их экономичность.

Во-первых, за счет возможности размещения в непосредственной близости от потребителя сводят на нет потери тепла при его транспортировке. Уменьшению затрат по ремонту оборудования, на обслуживающий персонал. Кроме того, произойдет уменьшение потребления топливо, а это сократит затраты по его заготовке.

Разработанная схема теплоснабжения должна ежегодно актуализироваться и один раз в пять лет корректироваться.

Планируется вывод системы теплоснабжения Усть-Язьвинского сельского поселения из эксплуатации в 2022 году с переводом на индивидуальное теплоснабжение.

Существующая схема тепловой сети п. Усть- Язьва

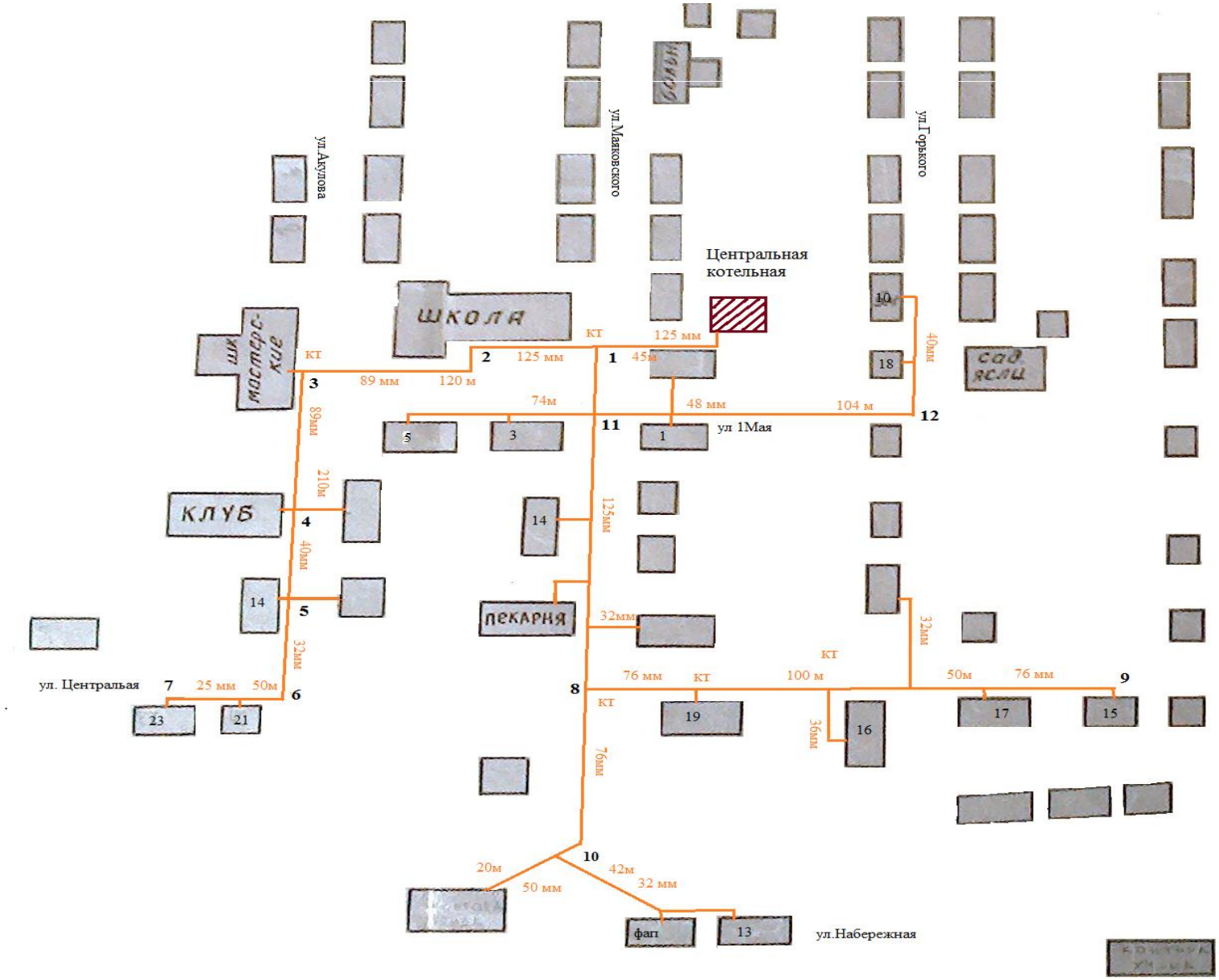


СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 4. Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

Том 4

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 4. Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

Том 4

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» Н.М. Тотьмянина

МП (подпись)

Глава городского округа - Глава администрации Красновишерского городского округа Е.В. Верещагин

МП

(подпись)

Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 4. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

4.1 Описание сценариев развития теплоснабжения поселения, городского округа

4.2 Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения, городского округа

Основной проблемой организации качественного и надежного теплоснабжения городского округа является износ тепловых сетей.

Для повышения уровня надежности теплоснабжения, сокращения тепловых потерь в сетях предлагается в период с 2021 по 2040 год во время проведения ремонтных компаний производить замену изношенных участков тепловых сетей, исчерпавших свой эксплуатационный ресурс.

Объемы замены тепловых сетей определены на основании сроков ввода в эксплуатацию существующих тепловых сетей исходя из расчетного срока службы тепловых сетей не менее 20 лет и предусматривает поэтапную перекладку 100% всех тепловых сетей в период до 2040 года.

Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса представлены в таблице

Таблица 3 — Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене по результатам гидравлического расчета см. ниже.

На основании выполненного оптимизационного гидравлического расчета системы теплоснабжения Красновишерского городского округа предлагается замена диаметров и соответствующих длин участков тепловых сетей для котельных №1, 2, 3, 5, 6, 7, 11.

Результаты расчетов представлены в Таблицах 4.1, 4.2, 4.3, 4.5, 4.6, 4.7, 4.11.

Сводная таблица оптимизационного расчета по котельной №1. Таблица 4.1

№ п/п	Наименование участка по схеме	Характеристика трубы		Длина трубопровода по плану L, м	Длина трубопровода подача+обратка, м
		Диаметр условного прохода фактический Ду, мм	Диаметр условного прохода оптимизированный Ду, мм		
1	2	3	4	5	6
1	Котельная №1 - ЦТП	300	250	760	1520
2	ТК1-5 - Спортивная, 7	80	50	90	180
3	ТК 5 - ул.Советская, 3	150	80	146	292

Сводная таблица оптимизационного расчета по котельной №2.
Таблица 4.2

№ п/п	Наименование участка по схеме	Характеристика трубы		Длина трубопровода по плану L, м	Длина трубопровода подача+обратка, м
		Диаметр условного прохода фактический	Диаметр условного прохода оптимизированный		
		Ду, мм	Ду, мм		
1	2	3	4	6	7
1	Котельная №2 - У11	150	125	36	72
2	ТК2 - ТК1	200	150	230	460
3	ТК3 - ТК9а	100	80	320	640
4	Котельная №2 - Нефтяников, 8	100	80	212	424
5	У25 - У27	80	50	30	60
6	У26 - У28	50	40	70	140
7	Нефтянников, 26а-1-3	50	32	70	140
8	ТК14 - Кот. №2	150	100	140	280
9	ТК14 - ТК15	100	80	52	104
10	ТК2 - ТК2-2	150	100	217	434
11	ТК4 - ТК4-1	100	50	88	176
12	ТК5-2 - ТК5-3	80	40	35	70
13	ТК4 - ТК4-9	100	65	370	740

Сводная таблица оптимизационного расчета по котельной №3. Таблица 4.3

№ п/п	Наименование участка по схеме	Характеристика трубы		Длина трубопровода по плану L, м	Длина трубопровода подача+обратка, м
		Диаметр условного прохода фактический	Диаметр условного прохода оптимизированный		
		Ду, мм	Ду, мм		
1	2	3	4	5	6
1	Котельная №3 - ТК10а	150	80	545	1090
2	ТК13 - ТК10а	100	65	210	420
3	ТК13 - ТК15	65	40	60	120
4	ТК13 - Чкалова, 32	65	40	130	260
5	Котельная №3 - ТК8а	150	100	120	240
6	Котельная №3 - ТК2	150	100	106	212

Сводная таблица оптимизационного расчета по котельной №5. Таблица 4.5

№ п/п	Наименование участка по схеме	Характеристика трубы		Длина трубопровода по плану L, м	Длина трубопровода подача+обратка, м
		Диаметр условного прохода фактический Ду, мм	Диаметр условного прохода оптимизированный Ду, мм		
1	2	3	4	5	6
1	Котельная №5 - ТК18а	300	250	25	50
2	ТК17а - ТК18а	300	250	90	180
3	ТК17а - ТК17	300	250	70	140
4	ТК16 - ТК17	300	250	140	280
5	ТК18а - ТК18-1	150	100	370	740
6	ТК19 - Молодежная, 10	100	50	201,5	403

Сводная таблица оптимизационного расчета по котельной №6. Таблица 4.6

№ п/п	Наименование участка по схеме	Характеристика трубы		Длина трубопровода по плану L, м	Длина трубопровода подача+обратка, м
		Диаметр условного прохода фактический Ду, мм	Диаметр условного прохода оптимизированный Ду, мм		
1	2	3	4	5	6
1	ТК1 - ТК1-2	100	50	180	360
2	ТК1-2 - Соликамское Шоссе, 9	65	50	170	340
3	ТК2 - ТК3	100	65	170	340
4	ТК4 - ТК3	100	65	30	60
5	ТК4 - ТК4-2	100	32	70	140
6	ТК8 - ул.Соликамское шоссе, 28а	100	40	76	152
7	ТК8 - ул.Соликамское шоссе, 41	100	32	80	160
8	ТК6 - ул.Соликамское шоссе, 33	100	32	82	164

Сводная таблица оптимизационного расчета по котельной №7. Таблица 4.7

№ п/п	Наименование участка по схеме	Характеристика трубы		Длина трубопровода по плану L, м	Длина трубопровода подача+обратка, м
		Диаметр условного прохода фактический Ду, мм	Диаметр условного прохода оптимизированный Ду, мм		
1	2	3	4	5	6
1	ТК21 - ТК23	200	150	208	416
2	ТК21 - Муз. Шк.	100	65	100	200
3	ТК5 - ТК6	80	65	32	64

Сводная таблица оптимизационного расчета по котельной №11.
Таблица 4.11

№ п/п	Наименование участка по схеме	Характеристика трубы		Длина трубопровода по плану L, м	Длина трубопровода подача+обратка, м
		Диаметр условного прохода фактический Ду, мм	Диаметр условного прохода оптимизированный Ду, мм		
1	2	3	4	6	7
1	ТК0-1 - Котельная №11	400	300	30	60
2	ТК0-1 - ТК0	400	300	150	300
3	ТКП-9 - ТК0	400	300	70	140
4	ТКП-9 - ТК1	400	300	140	280
5	ТК2 - ТК1	400	300	220	440
6	ТК2 - ТК3	400	300	265	530
7	ТК4 - ТК3	400	250	100	200
8	ТК4 - ТК5	400	250	190	380
9	ТК6 - ТК5	400	250	110	220
10	ТК6 - ТК7	400	200	142,5	285
11	ТК7а - ТК7	400	200	20	40
12	ТК7а - ТК8	400	200	110	220
13	ТК9 - ТК8	400	200	100	200
14	ТК9 - ТК10	300	200	200	400
15	ТК10 - ТК13	300	200	220	440
16	ТК14 - ТК13	300	150	141	282
17	ТК14 - ТК15	300	200	90	180

Перечень участков тепловой сети г.Красновишерска подлежащих реконструкции по результатам гидравлического расчета

№ п/п	Наименование участка по схеме	Характеристика трубы				Длина трубопровода по плану L,м	Длина трубопровода подача+обратка ,м	Очередность замены
		Диаметр усл.прохода фактический, Ду,мм	Вес погонного метра,кг	Диаметр усл.прохода оптимизированный, Ду, мм				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Котельная №1								
1	Котельная №1 - ЦТП	300	62,51	250		760	1520	3
2	ТК 1-5 - ул.Спортивная,7	80	7,38	50		90	180	2
3	ТК5 - ул.Советская,3	150	17,14	80		146	292	2
1	Котельная №2 - У11	150	17,14	125		36	72	2
2	ТК2 - ТК1	200	26,37	150		230	460	2
3	ТК3 - ТК9а	100	10,25	80		320	640	2
4	КотельнаяN2 - ул.Нефтяников,8	100	10,25	80		212	424	2
5	У25 - У27	80	7,38	50		30	60	2
6	У26 - У28	50	4,62	40		70	140	2
7	ул.Нефтяников,26а-1-3	50	4,62	32		70	140	2
8	ТК14 - кот.№2	150	17,14	100		140	280	2
9	ТК14 - ТК15	100	10,25	80		52	104	1
10	ТК2 - ТК2-2	150	17,14	100		217	434	2
11	ТК4 - ТК4-1	100	10,25	50		88	176	2
12	ТК5-2 - ТК5-3	80	7,38	40		35	70	2
13	ТК4 - ТК4-9	100	10,25	65		370	740	2
Котельная №3								
1	Котельная №3 - ТК10а	150	17,14	80		545	1090	
2	ТК13 - ТК10а	100	10,25	65		210	420	
3	ТК13 - ТК15	65	6,25	40		60	120	
4	ТК13 - ул.Чкалова,32	65	6,25	40		130	260	3
5	Котельная №3 - ТК8а	150	17,14	100		120	240	
6	Котельная №3 - ТК2	150	17,14	100		106	212	
Котельная №5								
1	Котельная №5 - ТК18а	300	62,51	250		25	50	1
2	ТК 17а - ТК18а	300	62,51	250		90	180	1
3	ТК17а - ТК17	300	62,51	250		70	140	1
4	ТК18а - ТК18-1	150	17,14	100		370	740	1
5	ТК 19 - ул.Молодежная,10	100	10,25	50		202	404	3
Котельная №6								
1	ТК1 - ТК1-2	100	10,25	50		180	360	3
2	ТК 1-2 - ул.Соликамское шоссе,9	65	6,25	50		170	340	3
3	ТК2 - ТК3	100	10,25	65		170	340	3
4	ТК3 - ТК4	100	10,25	65		30	60	3
5	ТК4 - ТК4-2	100	10,25	32		70	140	3
6	ТК8 - ул.Соликамское щоссе,28а	100	10,25	40		76	152	3
7	ТК8 - ул.Соликамское щоссе,41	100	10,25	32		80	160	3
8	ТК6 - ул.Соликамское щоссе,33	100	10,25	32		82	164	3
Котельная №7								
1	ТК21-ТК23	200	26,37	150		208	416	1
2	ТК21 - Муз.шк	100	10,25	65		100	200	3
3	ТК5 - ТК6	80	7,38	65		32	64	3
Котельная №11								
1	ТК14 - ТК15	300	62,51	200		90	180	1
2	ТК14 -ТК13	300	62,51	150		141	282	1
3	ТК10 - ТК13	300	62,51	200		220	440	1
4	ТК9 - ТК10	325	62,51	200		200	400	1
5	ТК9 - ТК8	325	62,51	200		100	200	1
6	ТК7а - ТК8	400	102,54	200		110	220	1
7	ТК7а - ТК7	400	102,54	200		20	40	1
8	ТК6 - ТК7	400	102,54	200		142	284	1
9	ТК6 - ТК5	400	102,54	250		110	220	1
10	ТК4 - ТК5	400	102,54	250		190	380	1
11	ТК4 - ТК3	400	102,54	250		100	200	1
12	ТК2 - ТК3	400	102,54	300		265	530	1
13	ТК2 - ТК1	400	102,54	300		220	440	1
14	ТК0 - ТК1	400	102,54	300		210	420	3
15	ТК0-1 - ТК0	400	102,54	300		150	300	3
16	ТК 0-1 - котельная №11	400	102,54	300		30	60	3

Наименование	Планируемые мероприятия по годам														
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы
Котельная №1															
Замена котлов КВГМ-4 в кол-ве 4 штук общей мощностью 16 Гкал/ч на 3 котла общей мощностью 12 Гкал/ч	-	Планируется	Планируется	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ремонт ограждающих конструкций здания (оштукатуривание стен)	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Установка шкафа управления насосами подпиточной воды	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Замена существующих сетевых насосов на энергосберегающие подачей 450 куб/ч	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Замена изношенных участков сетей протяженностью 7958 м (в однотрубном исполнении)	-	-	-	-	-	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется

Наименование	Планируемые мероприятия по годам														
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы
ЦТП															
Автоматизация центрального теплового пункта	-	-	Планируется	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ремонт ограждающих конструкций здания	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная №2															
Вывод из эксплуатации существующей котельной и строительство новой блочно-модульной	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Замена изношенных участков сетей протяженностью 12852 м (в однотрубном исполнении)	-	-	-	-	-	-	-	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется
Котельная №3															
Замена котлов в кол-ве 4 штук общей мощностью 8,08 Гкал/ч на 2 котла общей мощностью 6,02 Гкал/ч с установкой теплообменника на котельной	-	Планируется	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование	Планируемые мероприятия по годам														
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы
Установка автоматики погодозависимого регулирования отпуска тепловой энергии	-	-	-	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-
Ремонт ограждающих конструкций здания (полная реконструкция с переходом на «сэндвич» панели)	-	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Замена существующей установки химводоочистки воды на «Комплексон»	-	-	-	-	-	-	-	-	Планируется		-	-	-	-	-
Закольцовка тепловой сети с котельной №7	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Установка дизельной электростанции ДЭС	-	-	-	-	-	-	Планируется								
Установка шкафа управления насосами подпиточной воды	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Замена существующих сетевых насосов на энергосберегающие подачей 150 куб/ч	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Замена изношенных участков сетей протяженностью 6632 м (в однотрубном исполнении)	-	-	-	-	-	-	Планируется	Планируется	-	Планируется	Планируется	-	Планируется	Планируется	-

Наименование	Планируемые мероприятия по годам														
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы
Котельная №5															
Реконструкция котельной со строительством дополнительного здания и установки котельного оборудования	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Замена существующих насосов на энергосберегающие подачей 250 куб/ч	-	-	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-
Установка дизельной электростанции ДЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	Планируется		-	-	-	-	-
Установка шкафа управления насосами подпиточной воды	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-
Установки автоматики погодозависимого регулирования отпуска тепловой энергии	-	-	-	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-
Замена изношенных участков сетей протяженностью 4460 м (в однотрубном исполнении)	-	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	-

Наименование	Планируемые мероприятия по годам														
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы
Котельная №6															
Установка дизельной электростанции ДЭС	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Установка шкафа управления насосами подпиточной воды	-	-	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-
Установки автоматики погодозависимого регулирования отпуска тепловой энергии	-	-	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-
Ремонт ограждающих конструкций здания (полная реконструкция с переходом на «сэндвич» панели)	-	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Установка прибора учета отпуска тепловой энергии	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Замена котла ПК-М(Г)-4 мощностью 4 Гкал/ч на котел мощностью 2,15 Гкал/ч	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Замена существующих насосов на энергосберегающие подачей 100 куб/ч	-	-	-	-	-	-	Планируется				-	-	-	-	-
Установка химводоочистки воды типа «Комплексон»	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Замена изношенных участков сетей протяженностью 4188 м (в однотрубном исполнении)	-	-	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	-	-	-	-	-	-	Планируется		Планируется

Наименование	Планируемые мероприятия по годам														
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы
Котельная №7															
Замена существующей установки химводоочистки воды на «Комплексон»	-	-	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-
Установка дизельной электростанции ДЭС	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ремонт ограждающих конструкций здания (оштукатуривание стен)	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Установка шкафа управления насосами подпиточной воды	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Установки автоматики погодозависимого регулирования отпуска тепловой энергии	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Замена котлов в кол-ве 3 штук общей мощностью 10,5 Гкал/ч на 3 котла общей мощностью 6 Гкал/ч (с учетом работы в летний период 1 котла мощностью 0,8 Гкал/ч)	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Замена существующих насосов на энергосберегающие подачей 300 куб/ч	-	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Обустройство глубинной скважины для подпитки сетевого контура	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование	Планируемые мероприятия по годам														
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы
Замена изношенных участков сетей протяженностью 4938 м (в однотрубном исполнении)	-	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	Планируется	-	Планируется	Планируется	Планируется	-
Котельная №11															
Установка шкафа управления насосами подпиточной воды	-	-	-	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-
Установки автоматики погодозависимого регулирования отпуска тепловой энергии	-	-	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-
Установка дизельной электростанции ДЭС	-	-		Планируется		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Замена существующих насосов на энергосберегающие подачей 550 куб/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	854	-	-	-	-	-
Замена изношенных участков сетей протяженностью 16126 м (в однотрубном исполнении)	-	-	Планируется	Планируется	Планируется	-	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется	Планируется
Строительство участка сети до дет.сада протяженностью 700 м (в однотрубном исполнении) (D = 50 мм)	-	-	-	-	-	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование	Планируемые мероприятия по годам														
	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы
Строительство участка сети до храма протяженностью 200 м (в однотрубном исполнении) (D = 50 мм)	-	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Строительство участка сети до 2-х МКД протяжённостью 650 м (в однотрубном исполнении) (D = 70 мм)	Планируется	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

Том 5

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02 *на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года*
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

Том 5

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» МП (подпись) Н.М. Тотьмянина

Глава городского округа - Глава администрации
Красновишерского городского округа МП (подпись) (подпись) Е.В. Верещагин

Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

Перспективные расходы теплоносителя на нужды теплопотребления

Наименование котельной	*По прогнозам генерального плана на 2022 год*		*Расчётный срок (до 2040 года)*	
	Максимальный часовой расход тепла, Гкал/час	*Расход теплоносителя тыс. куб.м./час*	*Максимальный часовой расход тепла, Гкал/час*	*Расход теплоносителя тыс. куб.м./час*
Котельная № 1	8,057	0,335	9,542	0,397
Котельная №2	4,387	0,183	4,705	0,196
Котельная №3	3,731	0,155	4,792	0,199
Котельная №5	3,572	0,149	3,731	0,155
Котельная №6	1,588	0,066	1,906	0,079
Котельная №7	6,793	0,283	8,331	0,347
Котельная №11	11,651	0,485	12,075	0,503

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя
теплопотребляющими установками потребителей

Наименование котельной	*По прогнозам генерального плана на 2022 год*		*Расчётный срок (до 2040 года)*	
	Производительность водоподготовительной установки, куб.м./час	*Потребление теплоносителя потребителями, куб.м./час*	*Производительность водоподготовительной установки, куб.м./час*	*Потребление теплоносителя потребителями, куб.м./час*
Котельная №1	3,035	0,335	3,884	0,397
Котельная №2	1,902	0,183	2,016	0,196
Котельная №3	1,027	0,155	1,232	0,199
Котельная №5	1,250	0,149	1,288	0,155
Котельная №6	0,489	0,066	0,518	0,079
Котельная №7	2,143	0,283	2,765	0,347
Котельная №11	7,090	0,485	7,657	0,503

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

Том 6

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

Том 6

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» Н.М. Тотьмянина
МП (подпись)

Глава городского округа - Глава администрации Красновишерского городского округа Е.В. Верещагин
МП
(подпись)

Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

а) Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) характеризуются сочетанием трех основных звеньев: теплоисточников, тепловых сетей и местных систем теплоиспользования (теплопотребления) отдельных зданий или сооружений. Наличие трех основных звеньев определяет возможность организации централизованного теплоснабжения.

б) Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Обеспечение перспективных тепловых нагрузок возможно за счёт существующего резерва тепловой мощности действующих в настоящее время котельных. В связи с этим, необходимость в строительстве источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок отсутствует.

в) *Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок*

Реконструкция источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок не планируется.

г) *Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок*

Мероприятия по реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок не планируются.

д) *Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с*

увеличением зоны их действия путём включения в неё зон действия существующих источников тепловой энергии

Реконструкция котельных с целью увеличения их зоны действия, за счёт включения в неё зон действия существующих источников тепловой энергии не планируется.

е) *Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии*

Перевод котельных в пиковый режим работы по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии целесообразен в случаях:

- расположения котельных и потребителей, подключенных к ним, в пределах радиуса эффективного теплоснабжения источника теплоэнергии с комбинированной выработкой тепло- и электроэнергии;
- несоблюдения установленного температурного графика источником теплоэнергии с комбинированной выработкой тепло- и электроэнергии;
- несоответствия оборудования котельных требованиям законодательства в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (например: высокий уровень износа оборудования, перерасход топливно-энергетических ресурсов и т.д.).

По результатам проведённого анализа установлено, что перевод действующих в Красновишерском городском округе котельных в пиковый режим работы нецелесообразен, ввиду несоответствия существующего положения в сфере производства и передачи тепловой энергии вышеприведённым условиям.

ж) *Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии*

Мероприятия по расширению зон действия источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не планируются.

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

Вывод в резерв и /или передача тепловых нагрузок на другие котельные не требуется.

и) *Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки округа малоэтажными жилыми зданиями*

В п. Набережный запланирован вывод из эксплуатации котельной №4. Обеспечение потребителей тепловой энергии будет осуществляться с помощью индивидуального отопления — печей.

к) *Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории округа*

Существующая в производственных зонах Красновишерского городского округа организация теплоснабжения сохранится без изменений, поскольку развитие и новое строительство производственных мощностей не предполагается.

Кроме того, в перспективе следует учитывать, что для финансовой устойчивости теплоснабжающих организаций, из-за введения в действие новых нормативов на отопление жилых помещений, необходимо оптимизировать существующие эксплуатационные зоны действия теплоснабжающих организаций.

Следует разделить территорию Красновишерского городского округа на три эксплуатационные зоны:

1. Центральную зону, объединяющую зоны действия котельных №1, №7.
2. Южную зону, объединяющую зоны действия котельных №2, №6, №11.
3. Северную зону, объединяющую зоны действия котельных №3, №5.

Оптимальная схема договорных отношений будет выглядеть следующим образом: ООО «Теплосети» как концессионер передаст котельные №2, №6, №11 южной зоны в краткосрочную аренду - ООО «Теплосети», и котельные №3, №5 северной зоны - ООО «Теплосети».

Котельные №1 и №7 будут находиться в эксплуатации у ООО «Теплосети».

Вышепредложенное разделение позволит:

- сформировать единые тарифы для групп домов, находящихся в одной эксплуатационной зоне теплоснабжения, снизив при этом социальную напряжённость;
- уменьшить финансовые риски теплоснабжающих организаций;
- оптимизировать проведение ремонтных работ на теплосетях.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей

Том 7

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей

Том 7

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» Н.М. Тотьмянина

МП (подпись)

Глава городского округа - Глава администрации
Красновишерского городского округа Е.В. Верещагин

МП

(подпись)

Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

а) Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Как указывалось выше, тепловая мощность источников теплоэнергии, эксплуатация которых будет осуществляться в период действия схемы теплоснабжения, не является избыточной, поэтому и зоны с дефицитом тепловой мощности в Красновишерском городском округе отсутствуют.

Исходя из этого реконструкция и строительство тепловых сетей для перераспределения тепловой мощности из зон с дефицитом в зоны с избытком тепловой мощности не планируется.

б) Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах округа

Поскольку в период реализации схемы запланировано строительство двух социальных объектов (детского сада и храма), а также двух многоквартирных домов в зоне действия котельной №11, то необходимо будет проложить участки сетей:

- до дет.сада протяженностью 700 м (в однотрубном исполнении) (D = 50 мм);
- до храма протяженностью 200 м (в однотрубном исполнении) (D = 50 мм);
- до 2-х МКД протяжённостью 650 м (в однотрубном исполнении) (D = 70 мм).

в) Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения

Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии не требуется.

г) Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации

котельных

Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных не требуется.

д) Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения

В целях обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения требуется замена изношенных участков сетей и закольцовка тепловой сети с котельной №7.

е) Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки не требуется

ж) Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

В целях обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения требуется замена изношенных участков сетей срок эксплуатации которых превышает нормативный - 25 лет.

з) Строительство и реконструкция насосных станций

Запланированное до 2040 года подключение потребителей к централизованной системе теплоснабжения практически не отразится на гидравлических режимах тепловых сетей. Поэтому строительство насосных станций не требуется.

Кроме того следует отметить, что в настоящее время на тепловых сетях насосных станций нет. Данное обстоятельство указывает на отсутствие необходимости в их реконструкции.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 8. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения

Том 8

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 8. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения

Том 8

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» Н.М. Тотьмянина
МП (подпись)

Глава городского округа - Глава администрации
Красновишерского городского округа Е.В. Верещагин
МП
(подпись)

Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

В Красновишерском городском округе отсутствуют открытые системы теплоснабжения (горячего водоснабжения).

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 9. Перспективные топливные балансы

Том 9

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 9. Перспективные топливные балансы

Том 9

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» Н.М. Тотьмянина

МП (подпись)

Глава городского округа - Глава администрации Красновишерского городского округа Е.В. Верещагин

МП

(подпись)

Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 9. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

Расчёты по каждому источнику тепловой энергии перспективных расходов топлива представлены в таблице 8.1.

Перспективные топливные балансы источников тепловой энергии Красновишерского городского округа (т.у.т) *Табл. 8.1*

Наименование источника тепловой энергии	Вид топлива основного топлива	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы
ПРИХОД:		**18418,01**	**19393,5254**	**19791,8453**	**19791,8453**	**19791,84526**	**19791,8453**	**19791,8453**	**19791,8453**	**19791,85**	**19791,85**	**19791,85**	**19791,85**	**19791,85**	**19791,85**	**19791,85**
РАСХОД:																
в т.ч.																
Котельная №11	природный/попутный газ	5454,6	5743,6	6019,3	6019,3	6019,3	6019,3	6019,3	6019,3	6019,3	6019,3	6019,3	6019,3	6019,3	6019,3	6019,3
Котельная №2	природный/попутный газ	2426,1	2554,7	2677,3	2677,3	2677,3	2677,3	2677,3	2677,3	2677,3	2677,3	2677,3	2677,3	2677,3	2677,3	2677,3
Котельная №3	природный/попутный газ	1905,6	2013,6	2013,6	2013,6	2013,6	2013,6	2013,6	2013,6	2013,6	2013,6	2013,6	2013,6	2013,6	2013,6	2013,6
Котельная №7	природный/попутный газ	2909,8	3064,1	3064,1	3064,1	3064,1	3064,1	3064,1	3064,1	3064,1	3064,1	3064,1	3064,1	3064,1	3064,1	3064,1
Котельная №1	природный/попутный газ	3527,3	3714,3	3714,3	3714,3	3714,3	3714,3	3714,3	3714,3	3714,3	3714,3	3714,3	3714,3	3714,3	3714,3	3714,3
Котельная №5	природный/попутный газ	1561,9	1644,7	1644,7	1644,7	1644,7	1644,7	1644,7	1644,7	1644,7	1644,7	1644,7	1644,7	1644,7	1644,7	1644,7
Котельная №6	природный/попутный газ	632,0	665,5	665,5	665,5	665,5	665,5	665,5	665,5	665,5	665,5	665,5	665,5	665,5	665,5	665,5
Итого по котельным:		**18418,01**	**19393,5254**	**19791,8453**	**19791,8453**	**19791,84526**	**19791,8453**	**19791,8453**	**19791,8453**	**19791,85**	**19791,85**	**19791,85**	**19791,85**	**19791,85**	**19791,85**	**19791,85**

В таблице 8.2 приведены топливные балансы источников тепловой энергии Красновишерского городского округа.

Таблица 8.2

Топливные балансы источников тепловой энергии Красновишерского городского округа

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Вид топлива основного топлива	Расход условного топлива (т.у.т)	Расход нату-рального топлива (т, тыс.м3)
Фактические Данные за 2020 год				
	ПРИХОД:		**16238,886**	**14341,471**
	РАСХОД:			
	в т.ч.			
1	Котельная №11	природный/попутный газ	3954,500	3468,860
2	Котельная №2	природный/попутный газ	1910,174	1690,419
3	Котельная №3	природный/попутный газ	2017,893	1779,551
4	Котельная №7	природный/попутный газ	2949,309	2610,008
5	Котельная № 1	природный/попутный газ	3625,978	3208,830
6	Котельная №5	природный/попутный газ	1311,341	1160,479
7	Котельная №6	природный/попутный газ	476,179	421,398
	Итого по котель ным:		**16238,886**	**14341,471**
Плановые показатели на 2021 год				
	ПРИХОД:		**18410,361**	**16251,77**
	РАСХОД:			
	в т.ч.			
1	Котельная №11	природный/попутный газ	5454,558	4784,700
2	Котельная №2	природный/попутный газ	2426,098	2146,990
3	Котельная №3	природный/попутный газ	1897,986	1679,634
4	Котельная №7	природный/попутный газ	2909,850	2575,088
5	Котельная № 1	природный/попутный газ	3527,345	3121,544
6	Котельная №5	природный/попутный газ	1561,896	1382,209
7	Котельная №6	природный/попутный газ	632,016	559,306
	Итого по котель ным:		**18410,361**	**16251,771**
№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Вид топлива основного топлива	Расход условного топлива (т.у.т)	Расход нату рального топлива (т, тыс.м3)
Плановые показатели на 2022 год				
	ПРИХОД:		**18418,015**	**16258,545**
	РАСХОД:			
	в т.ч.			
1	Котельная №11	природный/попутный газ	5454,558	4784,700

2	Котельная №2	природный/попутный газ	2426,098	2146,990
3	Котельная №3	природный/попутный газ	1905,640	1686,407
4	Котельная №7	природный/попутный газ	2909,850	2575,088
5	Котельная № 1	природный/попутный газ	3527,345	3121,544
6	Котельная №5	природный/попутный газ	1561,896	1382,209
7	Котельная №6	природный/попутный газ	632,016	559,306
	Итого по котельным:		**18418,015**	**16258,545**

На всех источниках тепловой энергии Красновишерского городского округа в качестве резервного топлива применяется дизельное топливо, обеспечение которым соответствует нормативным требованиям, в том числе в периоды расчётных температур наружного воздуха.

Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Природный газ, используемый на котельных Красновишерского городского округа, поставляется из двух месторождений: Маговского и Цепельского, а попутный нефтяной газ только из Гежского месторождения.

В таблице 8.2 представлены особенности характеристик топлива, поставляемого на источники тепла.

Наименование характеристик	Наименование вида топлива			
	Природный газ			Попутный нефтяной газ - Значение по результатам испытания
	Норма по ГОСТ 5542-87	Нормативный документ на методику выполнения измерений	Значение по результатам испытания	
Объёмная доля кислорода, %	не более 1	ГОСТ 31371.3-2015	отсутствует	0,01
Массовая концентрация сероводорода,* г/м^3	не более 0,02	ГОСТ 22387.2-97	4,28	4,04
Массовая концентрация меркаптановой,* серы г/м^3	не более 0,036	ГОСТ 22387.2-97	0,091	0,007
Теплота сгорания низшая, ккал/м^3	не менее 7600	ГОСТ 31369-2015	8884	9252
Число Воббе, ккал/м^3	9850-13000		10329	10822
Плотность, кг/м^3	не установлена		0,890	0,879
Точка росы газа по влаге, ^{0}C*	ниже температуры газа	ГОСТ Р 53763-2016	- 5	- 6,5
Абсолютная влажность газа, г/м^{3**}	не установлена		3,2	2,9
Относительная влажность газа, % в рабочих условиях**,	не установлена		60	82
Влажность дров, %	-	-	-	-

Примечание:

для природного газа — условия — давление — 0,98 МПа, температура — + 1,0 ^{o}C

для попутного нефтяного газа — условия — давление — 0,16 МПа, температура — минус 5 ^{o}C.

для природного газа — условия — давление — 0,98 МПа, температура — + 1,0^{o}C

для попутного нефтяного газа — условия — давление — 0,16 МПа, температура — минус 5 ^{o}C.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 10. Оценка надежности теплоснабжения

Том 10

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 10. Оценка надежности теплоснабжения

Том 10

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» Н.М. Тотьмянина
МП (подпись)

Глава городского округа - Глава администрации
Красновишерского городского округа Е.В. Верещагин
МП
(подпись)

Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 10. ОЦЕНКА НАДЁЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Как указывалось выше (часть 9 главы 1) в зависимости от полученных показателей надежности отдельные системы и системы коммунального 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.

Запланированные к реализации мероприятия будут способствовать повышению существующего уровня надёжности (0,70) теплоснабжения до значения - 0,83.

Оценка перспективных значений надёжности теплоснабжения приведена в таблице.

Перспективные значения надёжности теплоснабжения в Красновишерском городском округе

Показатели	котельная №1	котельная №2	котельная №3	котельная №5	котельная №6	котельная №7	котельная №11
Надежность электроснабжения источников тепла	1	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7
Надежность водоснабжения источников тепла	0,7	1	1	1	0,8	0,7	1
Надежность топливоснабжения источников тепла	1	1	1	1	1	1	1
Соответствие тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей	1	1	1	0,8	1	1	1
уровня резервирования	0,7	0,7	0,7	0,5	0,7	0,7	0,7
Техническое состояние тепловых сетей	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Интенсивность отказов тепловых сетей	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Относительный недоотпуск тепла	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Качество теплоснабжения	1	1	1	1	1	1	1
Общий показатель надежности	**0,84**	**0,84**	**0,84**	**0,81**	**0,83**	**0,81**	**0,84**

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию

Том 11

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию

Том 11

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» Н.М. Тотьмянина
МП (подпись)

Глава городского округа - Глава администрации
Красновишерского городского округа Е.В. Верещагин
МП
(подпись)

Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 11. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

Расчеты в потребности инвестиций и расчеты реализации мероприятий Схемы теплоснабжения выполнялись в соответствии с требованиями п. 13 и п. 48 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» и разделом XI Методических указаний Минэнерго РФ и Минрегионразвития РФ от 29.12.2012 № 565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схемы теплоснабжения».

Обоснование необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них зон Единых теплоснабжающих организаций (ЕТО) проводилось на основе анализа их влияния на перспективную цену тепловой энергии. Для этих целей были выполнены расчеты экономической эффективности инвестиций и расчеты перспективных тарифов на тепловую энергию в двух вариантах: - без реализации мероприятий проекта Схемы теплоснабжения, т.е. для ситуации «без проекта» и с реализацией предлагаемых мероприятий, т.е. «с проектом». Эффективность проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам участников реализации проекта и позволяющих судить об экономических преимуществах инвестиций.

а) Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей:

Наименование	Затраты, тыс. руб.																Эффект, тыс. руб
	Общая	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы	
Котельная №1																	
Замена котлов КВГМ-4 в колве 4 штук общей мощностью 16 Гкал/ч на 3 котла общей мощностью 12 Гкал/ч	6717	-	2239	2239	2239	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	932,9
Ремонт ограждающих конструкций здания (оштукатуривание стен)	150	-	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37,5
Установка шкафа управления насосами подпиточной воды	186	-	-	-		186	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	88,6
Замена существующих сетевых насосов на энергосберегающие подачей 450 куб/ч	502	-	-	-	502	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	278,9
Замена изношенных участков сетей протяженностью 7958 м (в однотрубном исполнении)	57281	-	-	-	-	-	5728,1	5728,1	5728,1	5728,1	5728,1	5728,1	5728,1	5728,1	5728,1	5728,1	6364,6
Итого	**64836**	**0**	**2389**	**2239**	**2741**	**186**	**5728,1**	**5728,1**	**5728,1**	**5728,1**	**5728,1**	**5728,1**	**5728,1**	**5728,1**	**5728,1**	**5728,1**	**7702,4**

Наименование	Затраты, тыс. руб.																Эффект, тыс. руб
	Общая	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы	
ЦТП																	
Автоматизация центрального теплового пункта	3080	-	-	1540	1540	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	905,9
Ремонт ограждающих конструкций здания	211	-	211	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	91,7
Итого	**3291**	**0**	**211**	**1540**	**1540**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**997,6**
Котельная №2																	
Вывод из эксплуатации существующей котельной и строительство новой блочно-модульной	48660	-	48660	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5016,5
Замена изношенных участков сетей протяженностью 12852 м (в однотрубном исполнении)	88910	-	-	-	-	-	-	-	11113	11113	11113	11113	11113	11113	11113	11119	8082,7
Итого	**137570**	**0**	**48660**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**11113**	**11113**	**11113**	**11113**	**11113**	**11113**	**11113**	**11119**	**15094,5**
Котельная №3																	
Замена котлов в кол-ве 4 штук общей мощностью 8,08 Гкал/ч на 2 котла общей мощностью 6,02 Гкал/ч с установкой теплообменника на котельной	4320	-	2055	2265	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	664,6

Наименование	Затраты, тыс. руб.																Эффект, тыс. руб
	Общая	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы	
Установка автоматики погодозависимого регулирования отпуска тепловой энергии	158	-	-	-	-	-	-	-	158	-	-	-	-	-	-	-	63,2
Ремонт ограждающих конструкций здания (полная реконструкция с переходом на «сэндвич» панели)	3976	-	-	-	-	-	3976	-	-	-	-	-	-	-	-	-	828,3
Замена существующей установки химводоочистки воды на «Комплексон»	95	-	-	-	-	-	-	-	-	95		-	-	-	-	-	52,8
Закольцовка тепловой сети с котельной №7	108,7	108,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	155,3
Установка дизельной электростанции ДЭС	1193	-	-	-	-	-	-	1193									795,3
Установка шкафа управления насосами подпиточной воды	186	-	-	-	-	186	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97,9
Замена существующих сетевых насосов на энергосберегающие подачей 150 куб/ч	422	-	-	-	422	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	201
Замена изношенных участков сетей протяженностью 6632 м (в однотрубном исполнении)	45880	-	-	-	-	-	-	7646	7646	-	7646	7646	-	7646	7650	-	5735
Итого	**56338,7**	**108,7**	**2055**	**2265**	**422**	**186**	**3976**	**8839**	**7804**	**95**	**7646**	**7646**	**0**	**7646**	**7650**	**0**	**8593,4**

Наименование	Затраты, тыс. руб.																Эффект, тыс. руб
	Общая	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы	
Котельная №5																	
Реконструкция котельной со строительством дополнительного здания и установки котельного оборудования	12000	-	12000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1463,4
Замена существующих насосов на энергосберегающие подачей 250 куб/ч	476	-	-	-	-	-	-	476	-	-	-	-	-	-	-	-	250,5
Установка дизельной электростанции ДЭС	1193	-	-	-	-	-	-	-	-	1193		-	-	-	-	-	852,1
Установка шкафа управления насосами подпиточной воды	186	-	-	-	-	-	-	-	-	-	186	-	-	-	-	-	88,6
Установки автоматики погодозависимого регулирования отпуска тепловой энергии	158	-	-	-	-	-	-	-	158	-	-	-	-	-	-	-	83,2
Замена изношенных участков сетей протяженностью 4460 м (в однотрубном исполнении)	30854	-	-	-	-	-	6170,8	-	-	-	-	6170,8	6170,8	6170,8	6170,8	-	5142,3
Итого	**44867**	**0**	**12000**	**0**	**0**	**0**	**6170,8**	**476**	**158**	**1193**	**186**	**6170,8**	**6170,8**	**6170,8**	**6170,8**	**0**	**7880,1**

Наименование	Затраты, тыс. руб.																Эффект, тыс. руб
	Общая	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы	
Котельная №6																	
Установка дизельной электростанции ДЭС	1193	-	-	1193	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	795,3
Установка шкафа управления насосами подпиточной воды	186	-	-	-	-	-	-	186	-	-	-	-	-	-	-	-	109,4
Установки автоматики погодозависимого регулирования отпуска тепловой энергии	158	-	-	-	-	-	-	158	-	-	-	-	-	-	-	-	83,2
Ремонт ограждающих конструкций здания (полная реконструкция с переходом на «сэндвич» панели)	2458	-	-	-	-	-	2458	-	-	-	-	-	-	-	-	-	702,3
Установка прибора учета отпуска тепловой энергии	76	-	76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108,6
Замена котла ПК-М(Г)-4 мощностью 4 Гкал/ч на котел мощностью 2,15 Гкал/ч	1428	-	-	-	-	1428	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	348,3
Замена существующих насосов на энергосберегающие подачей 100 куб/ч	334	-	-	-	-	-	-	334				-	-	-	-	-	185,6
Установка химводоочистки воды типа «Комплексон»	135	-	-	-	-	135	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54
Замена изношенных участков сетей протяженностью 4188 м (в однотрубном исполнении)	28939	-	-	4823	4823	4823	4823	-	-	-	-	-	-	4823		4824	5167,7
Итого	**34907**	**0**	**76**	**6016**	**4823**	**6386**	**7281**	**678**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**4823**	**0**	**4824**	**7554,3**

Наименование	Затраты, тыс. руб.																Эффект, тыс. руб
	Общая	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы	
Котельная №7																	
Замена существующей установки химводоочистки воды на «Комплексон»	95	-	-	-	-	-	-	95	-	-	-	-	-	-	-	-	39,6
Установка дизельной электростанции ДЭС	1193	-	-	-	-	1193	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	745,6
Ремонт ограждающих конструкций здания (оштукатуривание стен)	135	-	-	135	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	112,5
Установка шкафа управления насосами подпиточной воды	186	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97,9
Установки автоматики погодозависимого регулирования отпуска тепловой энергии	158	-	-	-	158	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	75,2
Замена котлов в кол-ве 3 штук общей мощностью 10,5 Гкал/ч на 3 котла общей мощностью 6 Гкал/ч (с учетом работы в летний период 1 котла мощностью 0,8 Гкал/ч)	3653	-	-	-	-	3653	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	562
Замена существующих насосов на энергосберегающие подачей 300 куб/ч	316	-	-	-	-	-	316	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150,5
Обустройство глубинной скважины для подпитки сетевого контура	157,4	157,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56,2

Наименование	Затраты, тыс. руб.																Эффект, тыс. руб
	Общая	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы	
Замена изношенных участков сетей протяженностью 4938 м (в однотрубном исполнении)	34161	-	-	-	-	-	6832,2	-	-	-	6832,2	-	6832,2	6832,2	6832,2	-	5693,5
Итого	**40054,4**	**157,4**	**0**	**135**	**158**	**4846**	**7148,2**	**95**	**0**	**0**	**6832,2**	**0**	**6832,2**	**6832,2**	**6832,2**	**0**	**7533**
Котельная №11																	
Установка шкафа управления насосами подпиточной воды	186	-	-	-	-	-	-	-	186	-	-	-	-	-	-	-	97,9
Установки автоматики погодозависимого регулирования отпуска тепловой энергии	158	-	-	-	-	-	-	158	-	-	-	-	-	-	-	-	112,9
Установка дизельной электростанции ДЭС	1193	-	-		1193		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	745,6
Замена существующих насосов на энергосберегающие подачей 550 куб/ч	854	-	-	-	-	-	-	-	-	-	854	-	-	-	-	-	388,2
Замена изношенных участков сетей протяженностью 16126 м (в однотрубном исполнении)	120300	-	-	10025	10025	10025	-	10025	10025	10025	10025	10025	10025	10025	10025	10025	10025
Итого	**122691**	**0**	**0**	**10025**	**11218**	**10025**	**0**	**10183**	**10211**	**10025**	**10879**	**10025**	**10025**	**10025**	**10025**	**10025**	**11369,6**
Строительство участка сети до дет.сада протяженностью 700 м (в однотрубном исполнении) (D = 50 мм)	1072	-	-	-	-	-	-	1072	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование	Затраты, тыс. руб.																Эффект, тыс. руб
	Общая	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год	2031 год	2032 год	2033 год	2034 год	2035-2040 годы	
Строительство участка сети до храма протяженностью 200 м (в однотрубном исполнении) (D = 50 мм)	332	-	332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Строительство участка сети до 2-х МКД протяжённостью 650 м (в однотрубном исполнении) (D = 70 мм)	930	930	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего	***508546,1***	***1196,1***	***67380***	***22220***	***20902***	***21629***	***30304***	***27071***	***35014***	***28154***	***42384***	***40683***	***39869,1***	***52338***	***47519***	***31696***	***66447,7***

б) Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

Финансовое обеспечение мероприятий Схемы осуществляется за счёт средств бюджета и внебюджетных источников (за счёт собственных и привлечённых средств).

Общий объем финансирования Программы составляет — **508546,1**тыс. руб., в том числе бюджетные средства - **50425,7** тыс. руб., средства теплоснабжающих организаций - **455786,4** тыс. руб. и тариф на подключение потребителей - **2334** тыс. руб.

в) Расчёты эффективности инвестиций

Основными ожидаемыми результатами от реализации схемы теплоснабжения являются:

- снижение потребления энергетических ресурсов по отношению к 2020 году.
- использование энергосберегающих технологий, а также оборудования и материалов высокого класса энергетической эффективности.
- повышение качества и надёжности предоставления услуг.

Общий экономический эффект от внедрения мероприятий схемы теплоснабжения составит - **66447,7** тыс. руб. / год со сроком окупаемости - 7,6 лет.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 12. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

Том 12

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 12. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

Том 12

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» Н.М. Тотьмянина

МП (подпись)

Глава городского округа - Глава администрации Красновишерского городского округа Е.В. Верещагин

МП

(подпись)

Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 12. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

Таблица 12.1 Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной №1

Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 2040
Количество прекращений подачи тепловой энергии,	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	219,6	219,6	221,1	221,1	221,1	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии,	Гкал/м2	2,904	2,904	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,058	0,058	0,058	0,058	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	28	29	28	26	24	22	20	18	16	14	12	10	14
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,00%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	0,0%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 12.2 Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной №2

Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 2040
Количество прекращений подачи тепловой энергии,	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	174,7	174,7	173,3	173,3	173,3	173,3	173,3	173,3	173,3	173,3	173,3	173,3	173,3
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии,	Гкал/м2	2,260	2,260	2,243	2,781	2,781	2,368	2,368	2,368	2,368	2,368	2,368	2,368	2,368
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,206	0,206	0,198	0,219	0,271	0,273	0,315	0,294	0,253	0,277	0,277	0,277	0,277
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	885,4	885,4	885,4	885,4	885,4	885,4	885,4	885,4	885,4	885,4	885,4	885,4	885,4
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	37,0	38,1	37,2	36,3	41,4	40,6	39,3	38,0	36,6	35,2	33,7	32,1	15,5

Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	1 3,3%	2 1,1%	0 ,0%	6 ,1%	1 6,7%	2 8,8%	0	0	0	0

Таблица 12.3 Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной №3

Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 2040
Количество прекращений подачи тепловой энергии,	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	179,1	171,8	171,9	171,9	171,9	171,9	171,9	171,9	171,8	171,8	171,7	171,7	171,7
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии,	Гкал/м2	1,992	2,122	2,117	2,117	2,117	2,117	2,117	2,117	2,728	2,728	2,863	2,863	2,863
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,149	0,160	0,154	0,154	0,154	0,154	0,154	0,154	0,181	0,181	0,213	0,213	0,213
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	488,6	488,6	488,6	488,6	488,6	488,6	488,6	488,6	488,6	488,6	488,6	488,6	488,6
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	32,35	33,11	32,45	31,80	31,10	30,35	29,55	28,70	27,80	26,85	25,85	24,80	13,10

Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 12.5 Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной №5

Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 2040
Количество прекращений подачи тепловой энергии,	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	171,9	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии,	Гкал/м2	1,802	1,802	1,807	1,944	1,976	1,983	1,983	1,983	2,008	2,01.2	2,012	2,012	2,012
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,251	0,264	0,259	0,273	0,277	0,278	0,278	0,27	0,281	0,281	0,255	0,255	0,255
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	436,6	436,6	436,6	436,6	436,6	436,6	436,6	436,6	436,6	436,6	436,6	436,6	436,6
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	29,70	30,01	29,60	29,10	28,53	27,95	27,30	27,30	25,85	25,05	24.20	23,30	12,95

Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 12.6 Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной №6

Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 2040
Количество прекращений подачи тепловой энергии,	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	179,1	171,8	171,9	171,9	171,9	171,9	171,9	171,9	171,8	171,8	171,7	171,7	171,7
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии,	Гкал/м2	1,992	2,122	2,117	2,117	2,117	2,117	2,117	2,117	2,728	2,728	2,863	2,863	2,863
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,149	0,160	0,154	0,154	0,154	0,154	0,154	0,154	0,181	0,181	0,213	0,213	0,213
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	787,1	787,1	787,1	787,1	787,1	787,1	787,1	787,1	787,1	787,1	787,1	787,1	787,1
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	32,35	33,11	32,45	31,80	31,10	30,35	29,55	28,70	27,80	26,85	25,85	24,80	13,10

Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 12.7 Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной №7

Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 2040
Количество прекращений подачи тепловой энергии,	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	219,6	219,6	221,1	221,1	221,1	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2	192,2
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии,	Гкал/м2	2,904	2,904	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,058	0,058	0,058	0,058	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	326,6	326,6	326,6	326,6	326,6	326,6	326,6	326,6	326,6	326,6	326,6	326,6	326,6
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	28	29	28	26	24	22	20	18	16	14	12	10	14

Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,00%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	0,0%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 12.11 Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной №11

Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 2040
Количество прекращений подачи тепловой энергии,	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	174,7	174,7	173,3	173,3	173,3	173,3	173,3	173,3	173,3	173,3	173,3	173,3	173,3
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии,	Гкал/м2	2,260	2,260	2,243	2,781	2,781	2,368	2,368	2,368	2,368	2,368	2,368	2,368	2,368
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,206	0,206	0,198	0,219	0,271	0,273	0,315	0,294	0,253	0,277	0,277	0,277	0,277
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	678,8	678,8	678,8	678,8	678,8	678,8	678,8	678,8	678,8	678,8	678,8	678,8	678,8
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	37,0	38,1	37,2	36,3	41,4	40,6	39,3	38,0	36,6	35,2	33,7	32,1	15,5

Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	13,3%	21,1%	0,0%	6,1%	16,7%	28,8%	0	0	0	0

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 13. Ценовые (тарифные) последствия

Том 13

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 13. Ценовые (тарифные) последствия

Том 13

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» Н.М. Тотьмянина

МП (подпись)

Глава городского округа - Глава администрации
Красновишерского городского округа Е.В. Верещагин

МП

(подпись)

Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 13. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

За последние 20 лет в сфере теплоснабжения обозначились такие проблемы как: прекращение развития централизованного теплоснабжения вследствие его полного упадка как технологического, так и экономического, снижение доли выработки тепловой энергии в режиме комбинированной выработки, снижение эффективности используемого топлива для производства тепловой энергии и т.д. Также следует отметить, что ежегодные субсидии бюджетной системы в отрасль теплоснабжения (без учета субсидий за ЖКУ) составляют около 150 млрд, рублей при потребности в 200 млрд, рублей, что составляет около 13% НВВ отрасли.

Кроме того, по итогам конкурентного отбора мощности на 2021 г. не отобрано 15,5 ГВт электрической мощности, при этом возникает необходимость оплаты мощности, вырабатываемой в режиме вынужденной генерации в целях обеспечения надежного теплоснабжения (в 2020 г. - 5,2 млрд, руб., в 2021 г. - 7,5 млрд, руб, прогноз на 2023 г. - 11,1 млрд. руб).

Для решения указанных проблем Правительством Российской Федерации утвержден план мероприятий («дорожная карта») внедрения целевой модели рынка тепловой энергии (распоряжение Правительства РФ от 29 ноября 2017 г. № 2655-р (далее -Дорожная карта). В соответствии с Дорожной картой планируется внесение изменений в законодательство в сфере теплоснабжения, направленных на введение целевой модели рынка теплоснабжения, основанной на принципе цены «альтернативной котельной». В соответствии с решениями, принятыми Правительством Российской Федерации, планируется поэтапное введение целевой модели рынка тепловой энергии на территории Российской Федерации. На начальном этапе модель вводится по согласованию с руководителями субъектов Российской Федерации и главами местных администраций на территории отдельных муниципальных образований, отнесенных Правительством Российской Федерации к ценовым зонам теплоснабжения в соответствии с утвержденными критериями, в частности, такими как наличие утвержденной схемы теплоснабжения и преобладание выработки тепловой энергии на источниках комбинированной выработки. Для муниципальных образований, на территории которых отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, внедрение целевой модели осуществляется на основании решения Правительства Российской Федерации, исключительно при наличии схемы теплоснабжения, согласия соответствующего уполномоченного органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации и главы местной администрации.

При этом целесообразность отнесения к ценовым зонам теплоснабжения иных муниципальных образований и определение переходного периода в таких муниципальных образованиях определяется Правительством Российской Федерации по результатам анализа функционирования ценовых зон теплоснабжения до 1 января 2019 года. Во исполнение пунктов 6-8, 10-17, 27, 29 и 30 Дорожной карты Минэнерго России вступил в силу Федеральный закон от 29.07.2017 N 279-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теппоснабжения». которым устанавпиваются основные принципы и положения целевой модели рынка тепловой энергии. Предметом регулирования 279-ФЗ являются общественные отношения в сфере теплоснабжения в Российской Федерации в части ценообразования на рынке тепловой энергии, полномочий, функций, усиления ответственности единой теплоснабжающей организации (далее - ЕТО).

Законопроект направлен на:

- создание условий для привлечения частных инвестиций;

- определение единого ответственного лица за теплоснабжение потребителей в системе теплоснабжения;

- модернизацию основных фондов в сфере теплоснабжения;

- повышение эффективности сферы теплоснабжения;

- повышение качества и надежности теплоснабжения потребителей;

- изменение модели тарифного регулирования в отрасли через переход от прямого установления уровня цены на тепловую энергию к определению предельного уровня цен для конечного потребителя, рассчитываемого исходя из принципа «альтернативной котельной» (цена возможной поставки от источника, замещающего централизованное теплоснабжение).

Тарифы на тепловую энергию и теплоноситель, действующие в Красновишерском городском округе

Общие положения

Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, и котельным рассчитываются в соответствии Приказом ФСТ России от 13.06.2013 N 760-э (ред. от 18.07.2018 г.) "Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения".

Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям, включают следующие показатели:

1) стоимость тепловой энергии (мощности);

2) стоимость услуг по передаче тепловой энергии (мощности) энергоснабжающими организациями и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки тепловой энергии потребителям.

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности ведения раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

При установлении тарифов (цен) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по указанным видам деятельности.

При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие составляющие расходов:

1) топливо, покупная электрическая энергия;

Расходы на топливо и покупную электрическую энергию, включаемые в необходимую валовую выручку, определяются на основе:

- нормативов удельного расхода топлива, дифференцированных по типам генерирующего оборудования и видам топлива, на производство 1 Гкал тепловой энергии, утверждаемых Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию Федеральной службой по тарифам;

- цен на топливо

При определении расходов на топливо и покупную электрическую энергию, регулирующие органы используют:

- регулируемые государством тарифы (цены);
- цены, установленные на основании договоров, заключенных в результате проведения конкурсов, торгов, аукционов и иных закупочных процедур, обеспечивающих целевое и эффективное расходование денежных средств;
- официально опубликованные прогнозные рыночные цены и тарифы, установленные на расчетный период регулирования, в том числе фьючерсные биржевые цены на топливо и сырье.

При отсутствии указанных данных применяются индексы в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации.

- расчетных объемов потребления топлива с учетом структуры его использования, сложившейся за последние 3 года;

- нормативов создания запасов топлива, рассчитываемых в соответствии с методикой, утверждаемой Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам.

2) оплата услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность.

3) сырье и материалы;

4) ремонт основных средств;

При определении расходов на проведение ремонтных работ учитываются:

- программы проведения ремонтных работ, обеспечивающих надежное и безопасное функционирование производственно-технических объектов и предотвращение аварийных ситуаций, утвержденные в установленном порядке.

5) оплата труда;

При определении расходов на оплату труда, включаемых в необходимую валовую выручку, регулирующие органы определяют размер фонда оплаты труда в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями, заключенными соответствующими организациями, и фактическим объемом фонда оплаты труда в последнем расчетном периоде регулирования, а также с учетом прогнозного индекса потребительских цен.

7) амортизация основных средств;

Сумма амортизации основных средств для расчета регулируемых тарифов (цен) определяется в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета. При расчете налога на прибыль организаций сумма амортизации основных средств определяется в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации.

8) другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, определяемые в порядке, устанавливаемые Службой.

Внереализационные расходы (рассчитываемые с учетом внереализационных доходов), в том числе расходы по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может

учитываться дебиторская задолженность, возникшая при осуществлении соответствующего регулируемого вида деятельности. Уплата сомнительных долгов, для погашения которых был создан резерв, включенный в тариф в предшествующий период регулирования, признается доходом и исключается из необходимой валовой выручки в следующем периоде регулирования с учетом уплаты налога на прибыль организаций.

В состав внереализационных расходов включаются также расходы на консервацию основных производственных средств, используемых в регулируемых видах деятельности.

Расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения), включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;
- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов допускается использовать в расчетах экспертные оценки, основанные на отчетных данных, представляемых организацией, осуществляющей регулируемую деятельность.

Планируемые расходы по каждому виду регулируемой деятельности рассчитываются как сумма прямых и косвенных расходов. Прямые расходы относятся непосредственно на соответствующий регулируемый вид деятельности.

Распределение косвенных расходов между различными видами

деятельности, осуществляемыми организацией, по решению регионального органа производится в соответствии с одним из нижеследующих методов:

- согласно учетной политике, принятой в организации;
- пропорционально условно-постоянным расходам;

пропорционально прямым расходам по регулируемым видам деятельности.

Таблица 1. Прогноз тарифов на тепловую энергию в зоне эксплуатационной ответственности ООО "Теплосети"на период до 2040 г.

Наименование	Ед. изм.	План регулирующего органа				Экспертная оценка											
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2040
		Производство и передача тепловой энергии															
Коэффициент эластичности затрат по росту активов (Кэл)		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Итого коэффициент индексации		**1,024**	**1,030**	**1,030**	**1,030**		**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**		**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**		**1,030**
Операционные расходы																	
Неподконтрольные расходы																	
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	57 160	59 446	61 824	64 297	66 869	69 544	72 325	75 218	78 227	81 356	84 610	87 995	91 515	95 175	98 982	102 941
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	309 821	322 214	335 102	348 506	362 446	376 944	392 022	407 703	424 011	440 971	458 610	476 955	496 033	515 874	536 509	557 970
Аренда производственных объектов	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	20 134	20 134	20 134	20 134	20 134	20 134	20 134	20 134	20 134	20 134	20 134	20 134	20 134	20 134	20 134	20 134
плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
расходы на обязательное страхование	тыс.руб.	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
налог на имущество организации	тыс.руб.	14 976	14 976	14 976	14 976	14 976	14 976	14 976	14 976	14 976	14 976	14 976	14 976	14 976	14 976	14 976	14 976
транспортный налог	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
земельный налог	тыс.руб.	5 122	5 122	5 122	5 122	5 122	5 122	5 122	5 122	5 122	5 122	5 122	5 122	5 122	5 122	5 122	5 122
водный налог	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	88 303	90 840	94 474	98 252	104 904	108 428	112 514	116 766	121 183	125 772	130 670	135 629	140 779	146 129	151 687	157 616
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	118 326	118 326	118 326	118 326	118 326	118 326	118 326	118 326	118 326	118 326	118 326	118 326	118 326	118 326	118 326	118 326

Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на прибыль	тыс.руб.	1 373	1 428	1 485	1 545	1 606	1 671	1 738	1 807	1 879	1 954	2 033	2 114	2 198	2 286	2 378	2 473
Итого неподконтрольных расходов	**тыс.руб.**	**595 117**	**612 388**	**631 345**	**651 060**	**674 285**	**695 047**	**717 059**	**739 954**	**763 760**	**788 514**	**814 384**	**841 153**	**868 985**	**897 925**	**928 017**	**959 460**
Расходы на ресурсы																	
Энергия, в том числе	тыс.руб.	49020	50961	52979	55077	57258	59526	61884	64336	66885	69535	72290	75155	78134	81231	84451	87799
затраты на покупную электрическую энергию	тыс.руб.	199 418	205 401	211 563	217 910	224 447	231 181	238 116	245 259	252 617	260 196	268 002	276 042	284 323	292 853	301 638	310 687
Удельный расход электрической энергии	кВтч/Гкал	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Объем	тыс.кВтч	41 794	41 794	41 794	41 794	41 794	41 794	41 794	41 794	41 794	41 794	41 794	41 794	41 794	41 794	41 794	41 794
тариф на энергию	руб./Гкал	1703,35	1463,14	1806,27	1861,81	1929,33	1996,85	2064,37	2131,89	2199,41	2266,93	2334,45	2401,97	2469,49	2537,01	2604,53	2672,05
Объем	тыс. Гкал	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963	3 963

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 14. Реестр единых теплоснабжающих организаций

Том 14

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 14. Реестр единых теплоснабжающих организаций

Том 14

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» Н.М. Тотьмянина
МП (подпись)

Глава городского округа - Глава администрации Красновишерского городского округа Е.В. Верещагин
МП
(подпись)

Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 14. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Согласно п. 28 ст. 2 Федерального закона от 27.07.2017 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» «единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация, сокращённо - ЕТО) - это 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, утверждёнными Правительством Российской Федерации».

Поскольку в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более статус единой теплоснабжающей организации присваивается решением федерального органа исполнительной власти, то в отношении Красновишерского городского округа, с численностью населения 19170 человек, статус ЕТО должен быть присвоен органом местного самоуправления при утверждении схемы теплоснабжения округа (п.3 гл.11 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации», утверждённых постановлением Правительства РФ от 08.08.2019 г. №808).

На территории Красновишерского городского округа существует семь систем теплоснабжения, в которых источниками тепловой энергии являются котельные №1, №2, №3, №5, №6, №7, №11. В части 4 главы 1 настоящего документа определены зоны их действия.

В связи с этим уполномоченный орган вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

В соответствии с п. 7 гл.11 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации», утверждённых постановлением Правительства РФ от 08.08.2019 г. №808 критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей ёмкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;

- способность в лучшей мере обеспечить надёжность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

При разработке схемы теплоснабжения были собраны и проанализированы сведения по вышеназванным критериям. Значения критериев для каждой из систем теплоснабжения представлены в таблице 10.1.1.

Таблица 10.1.1 *Критерии определения единой теплоснабжающей организации в зонах действия источников тепловой энергии, расположенных на территории Красновишерского городского округа*

(с учётом предложений по оптимизации эксплуатационных зон теплоснабжения)

Наименование зоны действия источника тепловой энергии (по номеру источника)	Наименование теплоснабжающей организации	Владение на праве собственности или ином законном основании:				Способность обеспечить надёжность теплоснабжения в системе теплоснабжения	Размер собственного капитала, тыс. руб.
		Источником тепловой энергии		Тепловыми сетями			
		Основание владения	Рабочая тепловая мощность*, Гкал/ч	Основание владения	Ёмкость тепловых сетей**, м3		
№1	ООО «Теплосети»	Концессионное соглашение	2,33	Концессионное соглашение	182,3	+	собственный капитал отсутствует
№7			1,92		108,1		
№2	ООО «Теплосети»	Концессионное соглашение	1,30	Концессионное соглашение	164,2	+	8822
№6			0,52		34,0		
№11			4,33		658,6		
№3	ООО «Теплосети»	Концессионное соглашение		Концессионное соглашение	61,1	+	8000
№5			1,49		93,9		

Примечание:

* Рабочая мощность источника тепловой энергии - средняя приведённая часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы.

** Ёмкость тепловых сетей - произведение протяжённости всех тепловых сетей, принадлежащих организации на праве собственности или ином законном основании, на средневзвешенную площадь поперечного сечения данных тепловых сетей.

Из таблицы 10.1.1 видно, что в зоне действия каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах Красновишерского городского округа, функционирует только одна теплоснабжающая организация.

На основании проведённого анализа, исходя из значений критериев, установленных постановлением Правительства РФ от 08.08.2019 г. №808 «Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации», разработчиком предложен следующий вариант присвоения статуса ЕТО:

Наименование зоны действия, источника тепловой энергии	Существующие теплоснабжающие организации, владеющие источниками тепловой энергии	Существующие теплоснабжающие (теплосетевые) организации, владеющие тепловыми сетями	Основание для присвоения статуса ЕТО	Предложение по присвоению статуса ЕТО
Котельная №11	ООО «Теплосети»	ООО «Теплосети»	Владение единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в зоне действия единой теплоснабжающей организации	ООО «Теплосети»
Котельная №2	ООО «Теплосети»	ООО «Теплосети»	Владение единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в зоне действия единой теплоснабжающей организации	ООО «Теплосети»
Котельная №3	ООО «Теплосети»	ООО «Теплосети»	Владение единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в зоне действия единой теплоснабжающей организации	ООО «Теплосети»
Котельная №7	ООО «Теплосети»	ООО «Теплосети»	Владение единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в зоне действия единой теплоснабжающей организации	ООО «Теплосети»
Котельная №1	ООО «Теплосети»	ООО «Теплосети»	Владение единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в зоне действия единой теплоснабжающей организации	ООО «Теплосети»

Наименование зоны действия, источника тепловой энергии	Существующие теплоснабжающие организации, владеющие источниками тепловой энергии	Существующие теплоснабжающие (теплосетевые) организации, владеющие тепловыми сетями	Основание для присвоения статуса ЕТО	Предложение по присвоению статуса ЕТО
Котельная №5	ООО «Теплосети»	ООО «Теплосети»	Владение единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в зоне действия единой теплоснабжающей организации	ООО «Теплосети»
Котельная №6	ООО «Теплосети»	ООО «Теплосети»	Владение единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в зоне действия единой теплоснабжающей организации	ООО «Теплосети»

Следует отметить, что, приобретая статус ЕТО, согласно п. 12 гл.11 «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации», утверждённых постановлением Правительства РФ от 08.08.2019 г. №808, юридическое лицо будет обязано:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объёма тепловой нагрузки, распределённой в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объёме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учётом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 15. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения

Том 15

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 15. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения

Том 15

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» Н.М. Тотьмянина

МП (подпись)

Глава городского округа - Глава администрации
Красновишерского городского округа Е.В. Верещагин

МП

(подпись)

Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 15. РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В соответствии со статьёй 179 Бюджетного кодекса Российской Федерации, статьёй 15 Федерального закона от 6 октября 2003 г. № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», постановлением администрации Красновишерского муниципального района от 12 августа 2019 г. № 391 «Об утверждении Перечня муниципальных программ Красновишерского городского округа Пермского края», постановлением администрации Красновишерского муниципального района от 19 августа 2019 г. № 424 «Об утверждении Порядка разработки, реализации и оценки эффективности муниципальных программ Красновишерского городского округа»

Администрация Красновишерского городского округа ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить прилагаемую муниципальную программу **«**Развитие жилищно-коммунальной инфраструктуры на территории Красновишерского городского округа».

2. Обнародовать настоящее постановление в центральной библиотеке, находящейся по адресу: г. Красновишерск, ул. Спортивная, 18, и разместить на официальном сайте Красновишерского городского округа.

3. Распространить действие настоящего постановления на правоотношения, возникшие с 1 января 2020 года.

4. Признать утратившим силу постановление администрации Красновишерского муниципального района от 12 апреля 2019 г. № 141-гп «Об утверждении муниципальной программы «Развитие жилищно-коммунальной инфраструктуры на территории Красновишерского городского округа».

5. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на заместителя главы администрации городского округа по развитию инфраструктуры, начальника территориального отдела.

ПАСПОРТ
муниципальной программы «Развитие жилищно-коммунальной инфраструктуры на территории Красновишерского городского округа»

6	Краткая характеристика текущего состояния сферы реализации муниципальной программы	На территории Красновишерского городского округа по состоянию на 01.01.2019: общая площадь жилищного фонда составляет 493,6 тыс. кв.м, в т.ч. муниципальный фонд – 110,7 тыс. кв.м; **общая протяженность тепловых сетей составляет 36,3 км (из них 20,4 км – ветхих)**; общая протяженность водопроводных сетей – 156,7 км (из них 71,7 км – ветхих); общая протяженность канализационных сетей – 46,4 км (из них 29,4 км – ветхих). Основная проблема жилищно-коммунального хозяйства – высокая, более 70%, степень изношенности объектов коммунально-инженерной инфраструктуры
9	Перечень подпрограмм и задач:	***Подпрограмма 1.1.1*** Обеспечение безопасности и комфортности проживания граждан в муниципальном жилищном фонде. ***Задача 1.1.1.1*** Обеспечение капитального и текущего ремонта муниципального жилищного фонда на территории Красновишерского городского округа. ***Задача 1.1.1.2*** Организация начисления и сбора платежей за найм и регистрационного учета граждан. ***Задача 1.1.1.3*** Переселение граждан из аварийного и непригодного для проживания жилищного фонда на территории Красновишерского городского округа. ***Подпрограмма 1.2.1*** Развитие коммунальной инфраструктуры. ***Задача 1.2.1.1*** Обеспечение модернизации объектов коммунальной инфраструктуры. ***Задача 1.2.1.2*** Обеспечение безопасности эксплуатации газового оборудования. ***Задача 1.2.1.3*** Обеспечение обязательных

		требований законодательства РФ в сфере обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения и профилактики инфекционных и массовых неинфекционных заболеваний населения сельских населенных пунктов. ***Задача 1.2.1.4*** **Организация электро-, тепло-, водоснабжения в сельских населенных пунктах**

Код	**Наименование цели программы, подпрограммы, задачи**	**Источник финансирования**	**Объем финансирования, тыс. руб.**		
			2020 год	**2021 год**	**2022 год**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1.2.1.4	Задача Организация электро-, **тепло**-, водоснабжения в сельских населенных пунктах	бюджет городского округа, бюджет Пермского края	18641,3 7609,3	25027,2 5321,3	21077,2 2334,2

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 16. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения

Том 16

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 16. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения

Том 16

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» Н.М. Тотьмянина

МП (подпись)

Глава городского округа - Глава администрации
Красновишерского городского округа Е.В. Верещагин

МП

(подпись)

Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 16. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Разрабатывается после проведения публичных слушаний доклада по актуализированной схеме теплоснабжения Красновишерского городского округа.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

Том 17

Пермь, 2021 год

Документ разработан:
ООО «ПрофПартнер» 614081, Пермский край, г. Пермь, ул. Плеханова, д. 51в, офис 2.
Муниципальный контракт от 18.06.2021 г. № 01563000400130000009-0180432-02
на выполнение работ по разработке схемы теплоснабжения Красновишерского городского округа Пермского края на период с 2021 года до 2040 года
Муниципальный заказчик: Администрация Красновишерского городского округа

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРАСНОВИШЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПЕРИОД С 2021 ГОДА ДО 2040 ГОДА

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

Том 17

1 ЭТАП

Управляющий
ООО «ПрофПартнер» Н.М. Тотьмянина

МП (подпись)

Глава городского округа - Глава администрации Красновишерского городского округа Е.В. Верещагин

МП

(подпись)

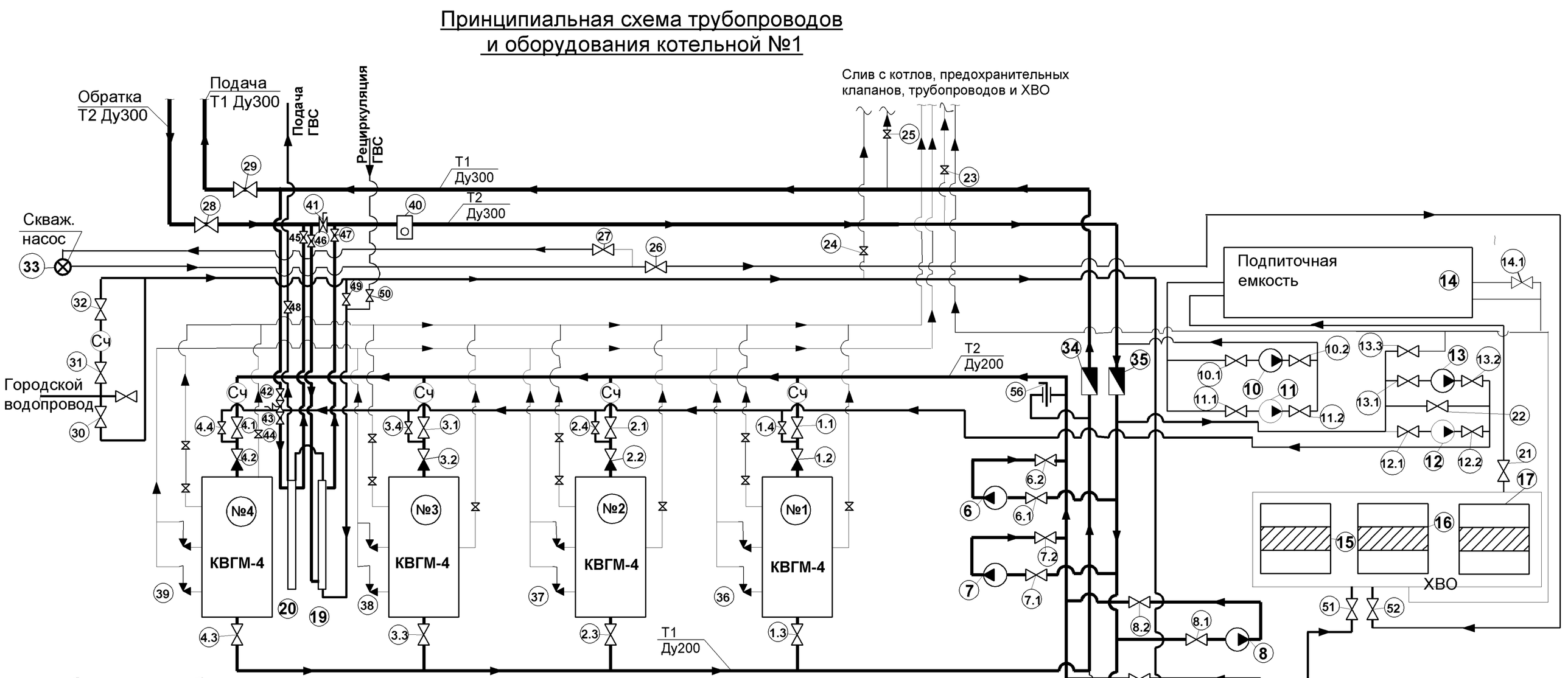
Пермь, 2021 г.

ГЛАВА 17. СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Разрабатывается после проведения публичных слушаний доклада по актуализированной схеме теплоснабжения Красновишерского городского округа.

Приложение 1

Принципиальная схема трубопроводов и оборудования котельной №1

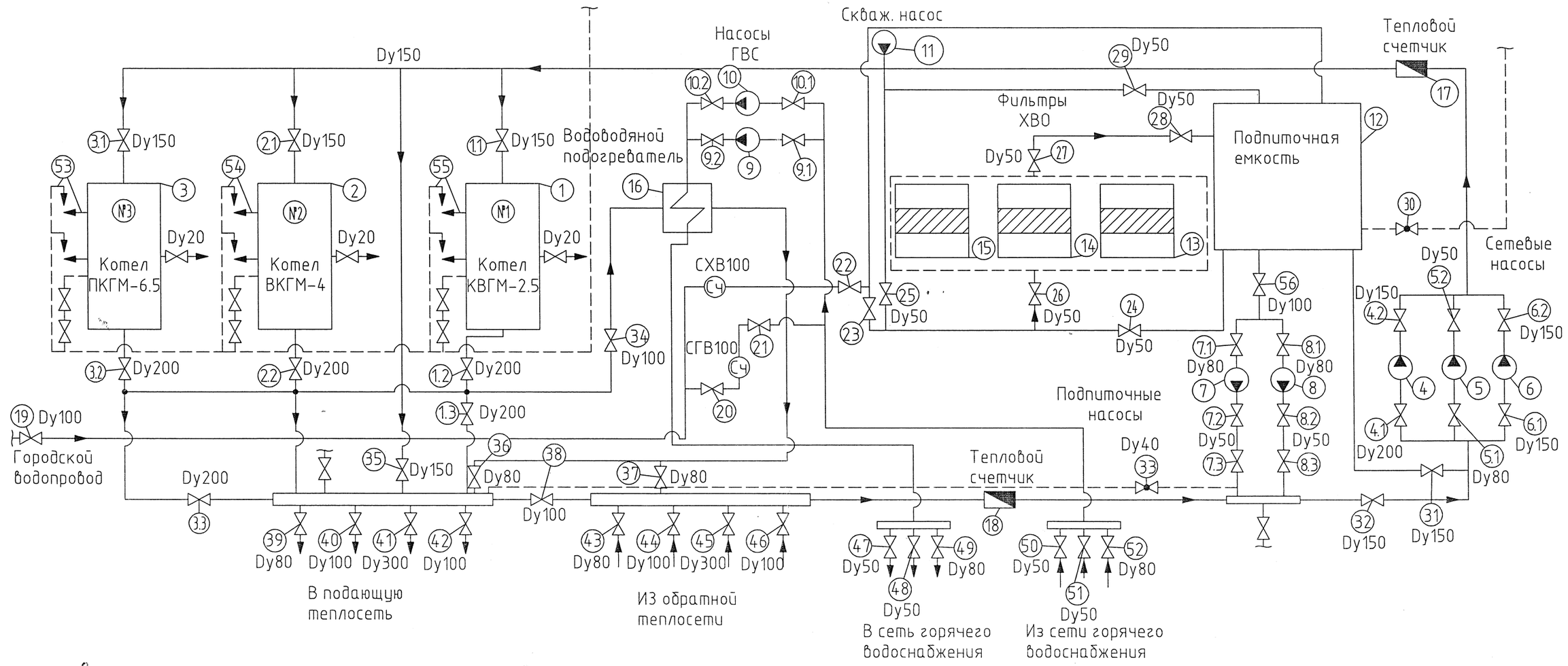


Экспликация оборудования и арматуры

1. Водогрейный котел №1 КВГМ-4:
1.1 Задвижка Ду150 на входе в котел №1
1.2 Обрат. клапан Ду150 на входе в котел №1
1.3 Задвижка Ду200 на выходе из котла №1
2. Водогрейный котел №2 КВГМ-4:
2.1 Задвижка Ду150 на входе в котел №2
2.2 Обрат. клапан Ду150 на входе в котел №2
2.3 Задвижка Ду200 на выходе из котла №2
3. Водогрейный котел №3 КВГМ-4:
3.1 Задвижка Ду150 на входе в котел №3
3.2 Обрат. клапан Ду150 на входе в котел №3
3.3 Задвижка Ду200 на выходе из котла №3
4. Водогрейный котел №4 КВГМ-4:
4.1 Задвижка Ду150 на входе в котел №4
4.2 Обрат. клапан Ду150 на входе в котел №4
4.3 Задвижка Ду200 на выходе из котла №4
5. Насос сетевой NB125-200/219:
5.1 Задвижка Ду150 на входе сет. насоса
5.2 Задвижка Ду150 на выходе сет. насоса
6. Насос сетевой 1Д315-71:
6.1 Задвижка Ду200 на входе сет. насоса
6.2 Задвижка Ду150 на выходе сет. насоса
7. Насос сетевой 1Д315-71:
7.1 Задвижка Ду200 на входе сет. насоса
7.2 Задвижка Ду150 на выходе сет. насоса
8. Насос сетевой:
8.1 Задвижка Ду200 на входе сет. насоса
8.2 Задвижка Ду150 на выходе сет. насоса
9. Насос сетевой:
9.1 Задвижка Ду200 на входе сет. насоса
9.2 Задвижка Ду150 на выходе сет. насоса
10. Насос подпитки К20-30:
10.1 Задвижка Ду40 на входе пит.насоса
10.2 Задвижка Ду50 на выходе пит. насоса
11. Насос подпитки К20-30:
11.1 Задвижка Ду40 на входе пит.насоса
11.2 Задвижка Ду50 на выходе пит. насоса
12. Насос котл. контура К80-50-200:
12.1 Задвижка Ду100 на входе насоса
12.2 Задвижка Ду80 на выходе насоса
13. Насос котл. контура МАКО-65-315:
13.1 Задвижка Ду150 на входе пит.насоса
13.2 Задвижка Ду80 на выходе пит. насоса
13.3 Задвижка Ду50
14. Подпиточная емкость V=25 м3
14.1 Задвижка Ду50
15. Фильтр Na-катионитовый №1
16. Фильтр Na-катионитовый №2
17. Фильтр Na-катионитовый №3
18. В/водяной подогреватель подпитки
19. В/водяной подогреватель 1 ступени
20. В/водяной подогреватель 2 ступени
21 Задвижка Ду50
22 Задвижка Ду40
23 Задвижка Ду150
24 Задвижка Ду50
25 Задвижка Ду150
26 Задвижка Ду50 от скважинного насоса
27 Задвижка Ду40
28 Задвижка Ду300 вход в котельную Т2
29 Задвижка Ду300 выход из котельной Т1
30 Задвижка Ду80
31 Задвижка Ду80 из водопровода
32 Задвижка Ду80 из водопровода
33 Скважинный насос ЭЦВ-6-16-75
34. Расходомер ВЭПС ТИ-2-200 подача
35. Расходомер ВЭПС ТИ-2-200 обратка
36 Предохранительные клапаны Si6301P
37 Предохранительные клапаны Si6301P
38 Предохранительные клапаны Si6301P
39 Предохранительные клапаны Si6301P
40. Грязевик Ду300
41 Заслонка поворот. Ду300
42 Кран шаровый Ду150
43 Клапан электромагнитный Ду100
44 Кран шаровый Ду150
45 Кран шаровый Ду150
46 Кран шаровый Ду150
47 Кран шаровый Ду150
48 Кран шаровый Ду150
49 Кран шаровый Ду150
50 Кран шаровый Ду80
51 Задвижка Ду50
52 Задвижка Ду50
53 Задвижка Ду50
54 Задвижка Ду50
55 Вентиль Ду50
56 Затвор поворот. Ду150
1.4 Задвижка Ду100 на входе в котел №1
2.4 Задвижка Ду100 на входе в котел №2
3.4 Задвижка Ду100 на входе в котел №3
4.4 Задвижка Ду100 на входе в котел №4

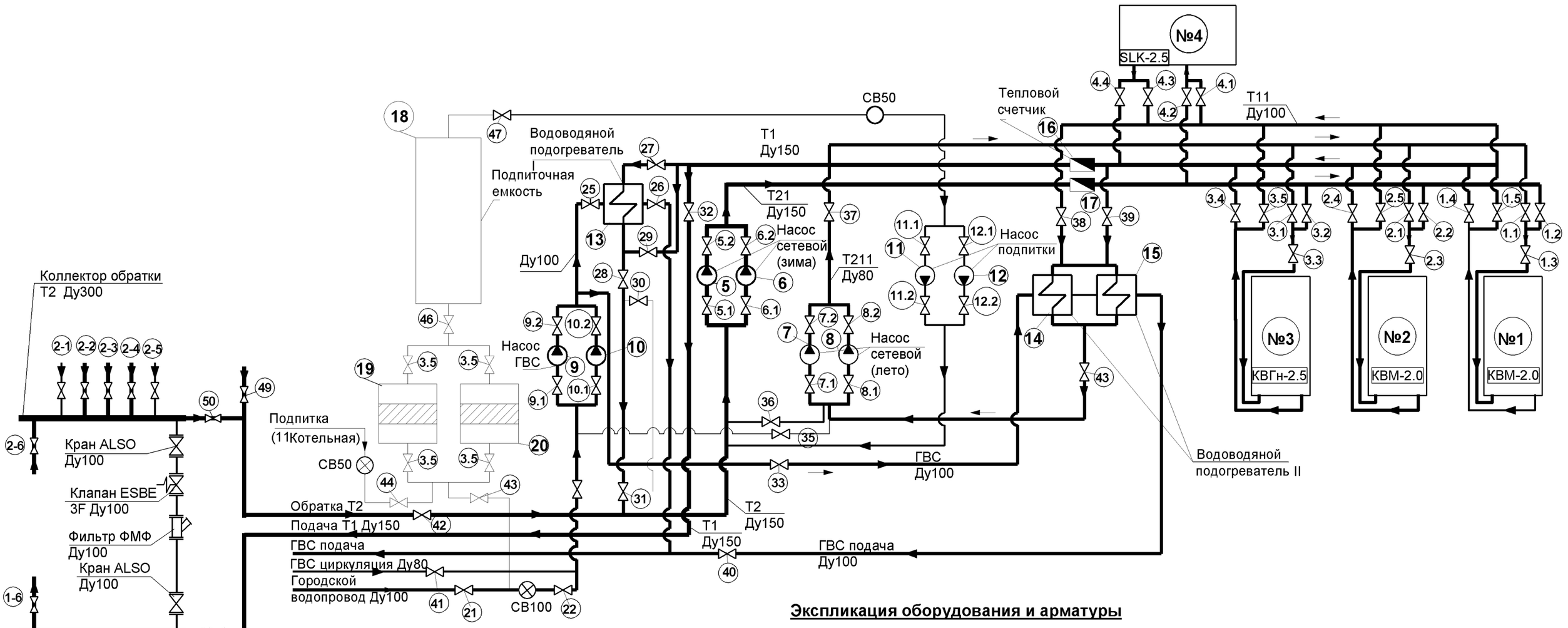
Схема
технологических трубопроводов
и оборудования котельной №2

Утверждаю:
Исп. директор
ООО "ИРИ Комби"
_____ В.Н. Жук
"20" апреля 2016г



Исп. инженер
_____ Судницын В.Н.

Принципиальная схема трубопроводов и оборудования котельной №3



Коллекторы отопления

Подача:
1-1 задвижка Ду50-баня
1-2 задвижка Ду150-ул. Берзина
1-3 задвижка Ду150-пос. Сталинский
1-4 задвижка Ду150-ул. Куйбышева
1-5 кран Ду40-гараж
1-6 задвижка Ду200-котельная №11

Обратка:
2-1 задвижка Ду50-баня
2-2 задвижка Ду150-ул. Берзина
2-3 задвижка Ду150-пос. Сталинский
2-4 задвижка Ду150-ул. Куйбышева
2-5 кран Ду40-гараж
2-6 задвижка Ду200-котельная №11

1. Водогрейный котел №1 КВМ-2,0:
1.1 Задвижка Ду100 на входе в котел №1
1.2 Задвижка Ду100 на входе в котел №1
1.3 Задвижка Ду100 на входе в котел №1
1.4 Задвижка Ду100 на выходе из котла №1
1.5 Задвижка Ду100 на выходе из котла №1

2. Водогрейный котел №2 КВМ-2,0:
2.1 Задвижка Ду100 на входе в котел №2
2.2 Задвижка Ду100 на входе в котел №2
2.3 Задвижка Ду100 на входе в котел №2
2.4 Задвижка Ду100 на выходе из котла №2
2.5 Задвижка Ду100 на выходе из котла №2

3. Водогрейный котел №3 КВГн-2,5:
3.1 Задвижка Ду100 на входе в котел №3
3.2 Задвижка Ду100 на входе в котел №3
3.3 Задвижка Ду100 на входе в котел №3
3.4 Задвижка Ду100 на выходе из котла №3
3.5 Задвижка Ду100 на выходе из котла №3

Экспликация оборудования и арматуры

4. Водогрейный котел №4 SLK-2,5:
4.1 Задвижка Ду100 на входе в котел №1
4.2 Задвижка Ду100 на входе в котел №1
4.3 Задвижка Ду100 на выходе из котла №1
4.4 Задвижка Ду100 на выходе из котла №1

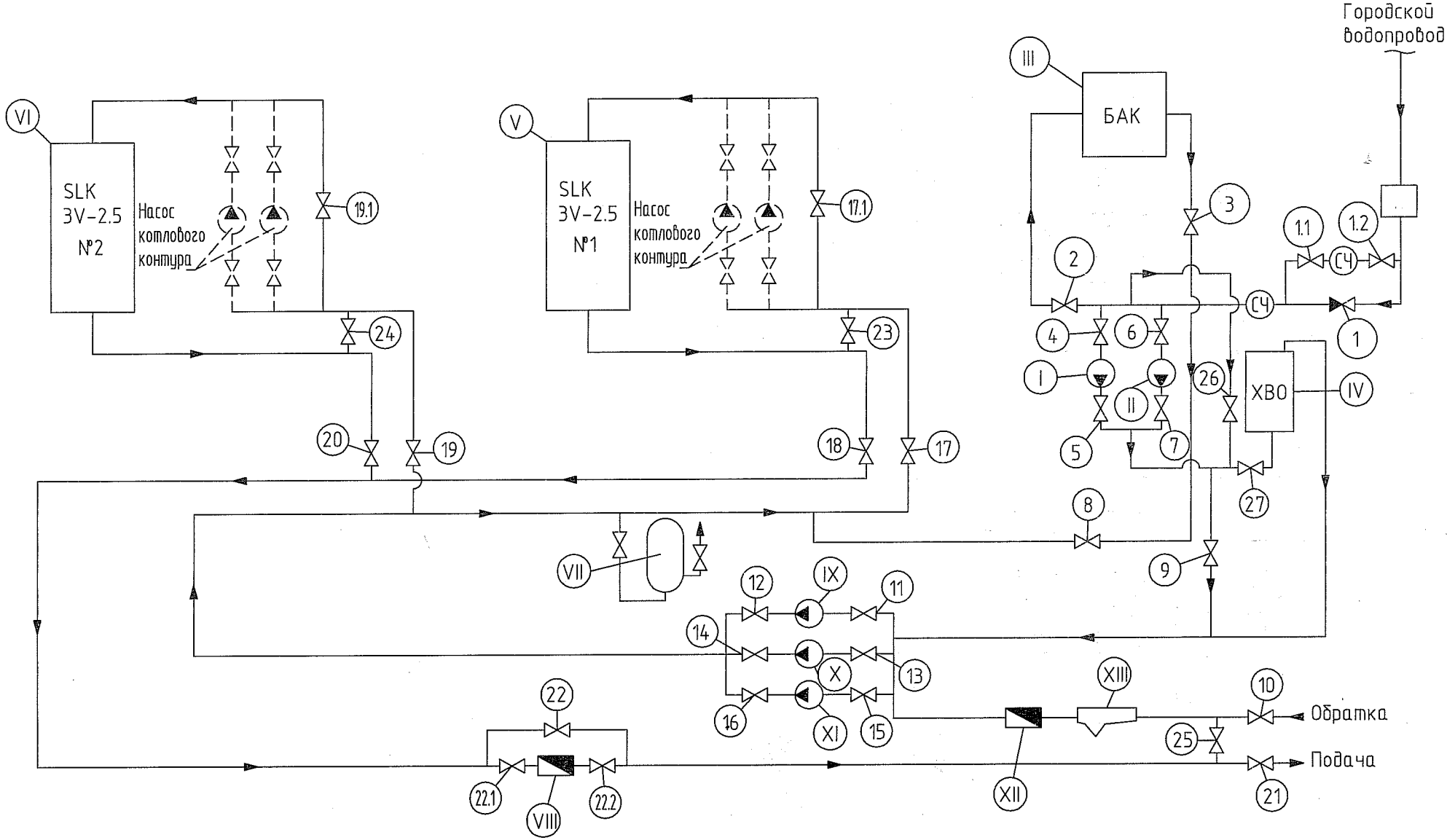
5. Насос сетевой "зима" К150-125-250:
5.1 Задвижка Ду150 на входе сет. насоса
5.2 Задвижка Ду150 на выходе сет. насоса
6. Насос сетевой "зима" К290-30:
6.1 Задвижка Ду200 на входе сет. насоса
6.2 Задвижка Ду150 на выходе сет. насоса
7. Насос сетевой "лето" К80-65-160:
7.1 Задвижка Ду80 на входе сет. насоса
7.2 Задвижка Ду80 на выходе сет. насоса
8. Насос сетевой "лето" К80-65-160:
8.1 Задвижка Ду80 на входе сет. насоса
8.2 Задвижка Ду80 на выходе сет. насоса
9. Насос ГВС К100-80-160:
9.1 Задвижка Ду100 на входе насоса ГВС
9.2 Задвижка Ду100 на выходе насоса ГВС

10. Насос ГВС К100-80-160:
10.1 Задвижка Ду100 на входе насоса ГВС
10.2 Задвижка Ду100 на выходе насоса ГВС
11. Насос подпитки К20-30:
11.1 Задвижка Ду50 на входе пит.насоса
11.2 Задвижка Ду50 на выходе пит. насоса
12. Насос подпитки К20-30:
12.1 Задвижка Ду50 на входе пит.насоса
12.2 Задвижка Ду50 на выходе пит. насоса
13. Водоводяной подогреватель
14. Водоводяной подогреватель
15. Водоводяной подогреватель
16. Расходомер ВЭПС ТИ-2-200 подача
17. Расходомер ВЭПС ТИ-2-200 обратка
18. Подпиточные емкости
19. Фильтр Na-катионитовый №1
20. Фильтр Na-катионитовый №2
21. Задвижка Ду100 водопровод городской
22. Задвижка Ду100 водопровод городской
23. Задвижка Ду100 перед насосами ГВС
24. Задвижка Ду100?

25. Задвижка Ду100 на входе в/п. №13 ГВС
26. Задвижка Ду100 на выходе в/п. №13 ГВС
27. Задвижка Ду100 на входе в/п. №13 тепло
28. Задвижка Ду100 на выходе в/п. №13 тепло
29. Задвижка Ду150 (перемычка)?
30. Задвижка Ду150 на выходе из котельной?
31. Задвижка Ду150 обратка от в/п. №13 тепло?
32. Задвижка Ду150 (перемычка)?
33. Задвижка Ду100 на входе в/п. №14,15 ГВС
34. Задвижка Ду50 на выходе насоов подпитки
35. Задвижка Ду50?
36. Задвижка Ду50 перемычка между насосами
37. Задвижка Ду80 на выходе сет. насосов "лето"
38. Задвижка Ду100 на входе в/п. №14,15 "лето"?
39. Задвижка Ду100 на входе в/п. №14,15 "зима"?
40. Задвижка Ду100 на выходе в/п. №14,15 ГВС?
41. Задвижка Ду80 на входе в котельную ГВС
42. Задвижка Ду150 обратка в котельную Т2
43. Задвижка Ду100 обратка от в/п. №14,15 тепло
50. Задвижка Ду150 обратка в котельную Т2
51. Задвижка Ду150 подача из котельной Т1
3.5 обозначить арматуру и диаметр

Схема
технологических трубопроводов
и оборудования котельной №5

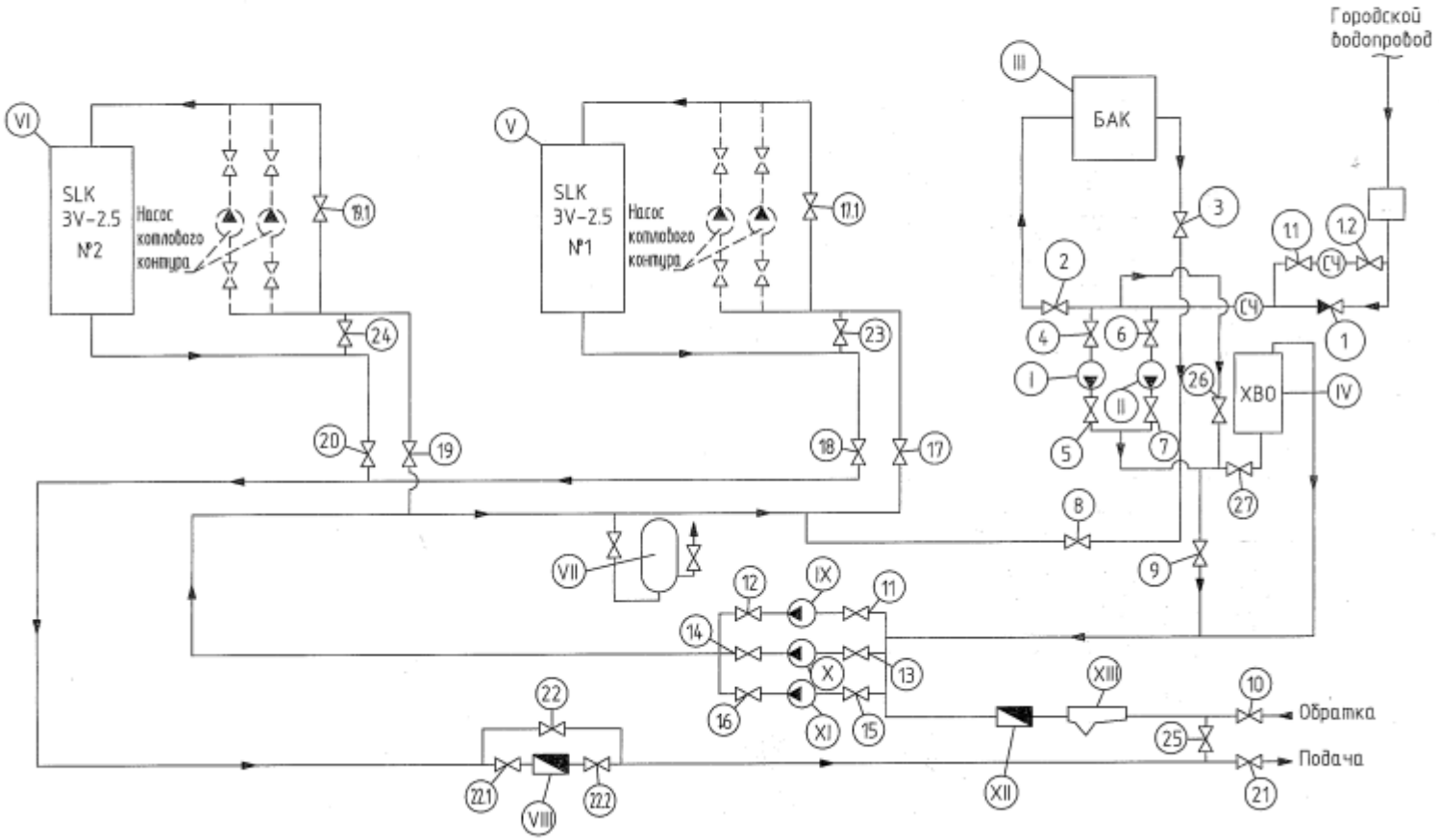
Утверждаю:
Исп. директор
ООО "Теплоэнерго"
_____В.Н. Жук
"___" _____



Исп. инженер
_____Судницын В.Н.

Схема
технологических трубопроводов
и оборудования котельной №6

Утверждаю:
Исп. директор
ООО "Теплоэнерго"
_____В.Н. Жук
"___" _____



Исп. инженер
_____Судницын В.Н.

Схема технологических трубопроводов и оборудования котельной №7

Утверждаю:
Исп.директор
ООО "ИРЦ "Комби"
_____ В.Н. Жук
"20" _____ 2016г.

Скваж. насос

Подпиточная емкость

Фильтры ХВО

Водоводяной подогреватель

Насосы подпитки

Сетевые насосы

Отопительные котлы

№4 ZIOSAB 5000 Dy20

№1 ПКГМ-6.5 Dy20

№2 КВГМ-2.5 Dy20

№3 ВКГМ-4 Dy20

Dy150 Dy200 Dy200 Dy50 Dy50 Dy200

СВ50 СВ100

Dy100 Городской водопровод

Исп. инженер
_____ Судницын В.Н.

Схема
технологических трубопроводов
и оборудования котельной №11

Утверждаю:
Исп. директор
ООО "Теплосети"
_____ В.Н. Жук
"20" января 2016г

№5

№1 КВГМ-4.4

№2 КВГМ-4.4

№3 КВГМ-4.4

№4 КВГМ-4.4

СЧ

Ф

Городской водопровод

Исп. инженер
_____ Судницын В.Н.

Приложение 2

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ПРОФПАРТНЕР"

П-179-12122012 от 20.11.2020 №14

Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Тепловые сети

Расчетная часть

620/21-ИОС4.1.Р1

Пермь, 2021

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ПРОФПАРТНЕР"

П-179-12122012 от 20.11.2020 №14

Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Тепловые сети

Расчетная часть

620/21-ИОС4.1.Р1

Главный инженер проекта Мехоношин

Изм.	N док.	Подп.	Дата

Пермь, 2021

Содержание (начало)

Обозначение	Наименование	Примечание (стр.)
620/21-ИОС4.1.Р11.С	Содержание	3
620/21-ИОС4.1.Р1	Гидравлический расчет тепловых сетей	5
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №1. ЦТП - ТК-4. Фактическая. Отопление	10
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №1. ТК4-1 - ТК4-6. Фактическая. Отопление	11
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №1. ТК4 - ТК4-10. Фактическая. Отопление	12
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №1. Оптимизация. Отопление	13
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №1. Фактическая. ГВС	14

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р1.С		
ГИП		Мехоношин			03.21	Содержание	Стадия	Лист	Листов
							П	1	2
Инженер		Ракитин			03.21		ООО "ПрофПартнер"		
Н. контр.		Мехоношин			03.21				

Формат А4

Содержание (окончание)

Обозначение	Наименование	Примечание (стр.)
620/21-ИОС4.1.Р1	Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №1, Табл. 1.1	15
	Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №1 (ГВС), Табл. 1.2	17
	Гидравлический расчет оптимизированной тепловой сети от котельной №1	18
	Сводная таблица оптимизационного расчета	19

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А4

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Цель выполнения гидравлического расчета системы теплоснабжения от котельной №1 на территории Красновишерского городского округа – обеспечение требуемого тепло-гидравлического режима работы системы теплоснабжения при условии оптимизации её схемы путем изменения диаметров участков теплосети и создания дополнительных перемычек.

Задачи расчета:

– определить расчетные расходы и скорости теплоносителя в подающих и обратных трубопроводах тепловой сети в соответствии с фактическими диаметрами и длинами представленных участков по существующим потребителям;

– выполнить расчет гидравлических потерь участков тепловой сети с учетом фактических максимальных часовых нагрузок на отопление и средних часовых нагрузок на ГВС;

– оптимизировать схему теплоснабжения.

Для достижения поставленной цели проведен анализ представленных исходных данных, проведена стратификация проблемы и декомпозиция системы теплоснабжения (разбиение общей схемы теплоснабжения г. Красновишерск на подсистемы с разработкой расчетных схем по каждой подсистеме).

На основании разработанных расчетных схем выполнен гидравлический расчет участков тепловой сети по методике, предложенной в [1].

Потери давления на трение (линейные потери) определяются по формуле Дарси

$$\Delta p_л = \lambda \frac{l}{d} \frac{w^2}{2} \rho,$$

где $\Delta p_л$ — потери давления на трение (линейные), Па; λ — коэффициент трения; l, d— длина и диаметр участка трубопровода, м, w — скорость потока, м/с; ρ — плотность теплоносителя, кг/м3.

Коэффициент трения зависит от режима движения жидкости, характера шероховатости внутренней поверхности трубы и высоты выступов шероховатости kэ.

Движение теплоносителя в водяных сетях характеризуется турбулентным режимом. При относительно небольших значениях числа Рейнольдса ($2300 \leq Re \leq 10d/k_э$) пристенный ламинарный слой закрывает выступы шероховатости и в результате создается режим гидравлически гладких труб. Такой режим создается почти при всех значениях относительной шероховатости k/d, за

исключением очень больших. При этом режиме в трубах с шероховатой внутренней поверхностью наблюдается турбулентное течение с сопротивлением, зависящим от вязкости жидкости. Этот режим описывается формулой Блазиуса:

$$\lambda = 0,3164/\mathrm{Re}^{0,25}$$

Рассмотренные режимы движения относятся к переходному турбулентному режиму. Установившийся турбулентный режим характеризуется квадратичным законом сопротивления, когда сопротивление обусловлено наличием инерционных сил и не зависит от вязкости жидкости. Коэффициент трения для этого режима рассчитывается по формуле Б. Л. Шифринсона:

$$\lambda = 0,11\ (k_э/d)^{0,25}$$

При расчете трубопроводов тепловых сетей потери в местных сопротивлениях учитываются через эквивалентные им длины *lэ*.

Потери давления на участке тепловой сети с учетом *lэ* рассчитываются как

$$\Delta p = \Delta p_л + \Delta p_{м.с} = \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l + \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l_э = \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ (l + l_э)$$

$$= \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l_{пр} = \Delta p_л\ \frac{l + l_э}{l} = \Delta p_л\ (1 + \alpha).$$

Здесь

$$l_{пр} = l + l_э = l\ (1 + \alpha),$$

Гидравлический расчет существующей тепловой сети выполнен на основании данных, приведенных в:

1. Приложении 1 «Схема теплоснабжения г. Красновишерск».
2. Приложении 2 «Список потребителей с расчётом полезного отпуска т/энергии от котельной №11».
3. Приложении 3 «Расчет отпуска тепловой энергии для населения»
4. Приложении 4 «Таблица исходных данных по характеристике участков тепловых сетей от котельной №11 на балансе ЭСО».

Оптимизация гидравлических режимов системы теплоснабжения

Существующие в настоящее время предложения относительно оптимальной скорости движения воды в трубопроводах систем теплоснабжения (до 3 м/с) и допустимых удельных потерях давления R (до 80 Па/м) [1] основаны главным образом на технико-экономических расчетах. Они учитывают, что с ростом скорости уменьшаются сечения трубопроводов и снижается объем теплоизоляции, т.е. сокращаются капиталовложения в устройство сети, но одновременно увеличиваются

эксплуатационные затраты на перекачку воды из-за роста гидравлического сопротивления, и наоборот. Тогда оптимальная скорость соответствует минимуму приведенных затрат за расчетный срок амортизации системы.

В условиях рыночной экономики обязательно следует принимать во внимание дисконтирование эксплуатационных издержек Э (руб./год) и капитальных затрат К (руб.). В этом случае формула для вычисления совокупных дисконтированных затрат (СДЗ), при использовании заемных средств, приобретает следующий вид [2]:

$$СДЗ=К\beta_1+Э\beta_2, \text{ руб.}, \qquad (1)$$

где: $\beta_1=(1+p/100)^T$; $\beta_2=[(1+p/100)^T-1]\cdot 100/p$.

В данном случае – коэффициенты дисконтирования капитальных и эксплуатационных затрат, вычисляемые в зависимости от расчетного срока амортизации Т (лет), и нормы дисконта р. Последняя учитывает уровень инфляции и рисков капиталовложений, т.е., в конечном счете, степень нестабильности экономики и характер изменения текущих тарифов, и определяется обычно методом экспертных оценок [2]. В первом приближении величина р соответствует годовому проценту за банковский кредит. На практике ее можно принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ РФ. Начиная с 15 января 2004 г., она равна 14% годовых.

Минимум СДЗ с учетом дисконтирования будет соответствовать такому же уровню скорости воды и удельных потерь, которые рекомендуются в литературе [1].

Оптимальная скорость движения воды:

$$v_{опт}=0{,}22\sqrt[3]{\frac{K_{ти}C_D\beta_1\sqrt[4]{D}}{C_{эл}\beta_2}}, \text{ м/с}. \qquad (2)$$

Здесь Kти – коэффициент удорожания трубопроводов за счет наличия теплоизоляции. При применении отечественных материалов типа минераловатных матов можно принять Kти = 1,3. Параметр CD представляет собой удельную стоимость одного метра трубопровода (руб./м2), отнесенную к внутреннему диаметру D (м). Поскольку в прайс-листах обычно указывается цена в рублях за тонну металла См, пересчет необходимо производить по очевидному соотношению $C_D=\pi\rho C_м\delta\cdot 10^{-3}=0{,}0245C_м\delta$, где – толщина стенки трубопровода (мм), =7,8 т/м3 – плотность материала трубопроводов. Величина Сэл соответствует тарифу на электроэнергию. По данным ОАО «Мосэнерго» на первую половину 2004 г. для коммунальных потребителей Сэл= 1,1723 руб./кВтч.

Формула (2) получена из условия d(СДЗ)/dv=0. Определение эксплуатационных затрат производилось с учетом того, что эквивалентная шероховатость стенок трубопроводов равна 0,5

мм [3], а КПД сетевых насосов составляет около 0,8. Плотность воды ρw считалась равной 920 кг/м3 для характерного диапазона температур в тепловой сети. Кроме того, предполагалось, что циркуляция в сети осуществляется круглогодично, что вполне оправданно, исходя из нужд горячего водоснабжения.

Анализ формулы (1) показывает, что для больших сроков амортизации T (10 лет и выше), характерных для тепловых сетей, отношение коэффициентов дисконтирования практически равно своему предельному минимальному значению p/100. В этом случае выражение (2) дает наименьшую экономически целесообразную скорость воды, соответствующую условию, когда годовой процент за кредит, взятый на строительство, равен годовой прибыли от снижения эксплуатационных издержек, т.е. при бесконечном сроке окупаемости. При конечном сроке оптимальная скорость будет выше. Но в любом случае эта скорость будет превышать вычисленную без учета дисконтирования, поскольку тогда, как легко убедиться, а в современных условиях пока получается 1/T< p/100.

Значения оптимальной скорости воды и соответствующие им целесообразные удельные потери давления, вычисленные по выражению (2) при среднем уровне CD и предельном соотношении, приведены на рис.1. Представлено соотношение непосредственно между G и D. Для среднего уровня CD оно приведено на рис. 2.

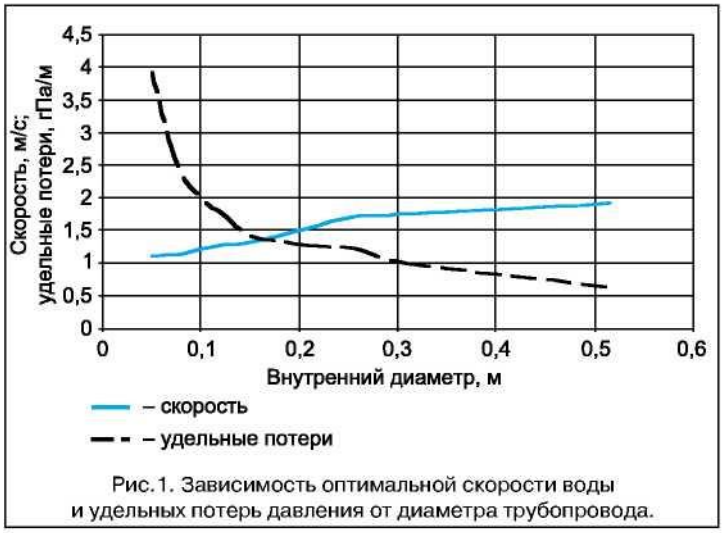


Рис.1. Зависимость оптимальной скорости воды и удельных потерь давления от диаметра трубопровода.

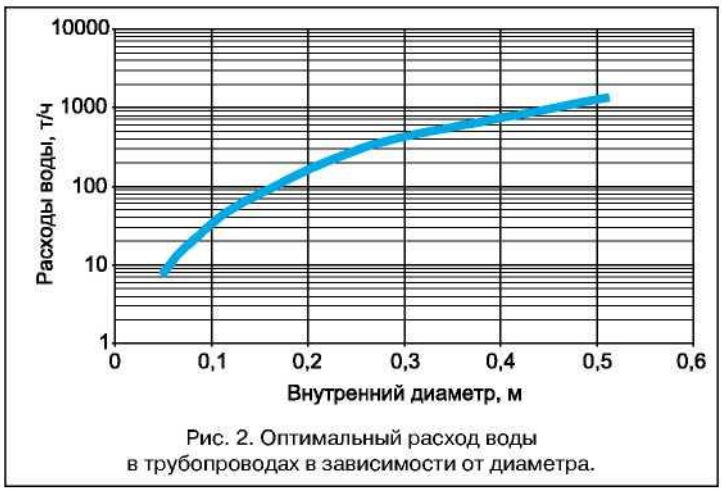
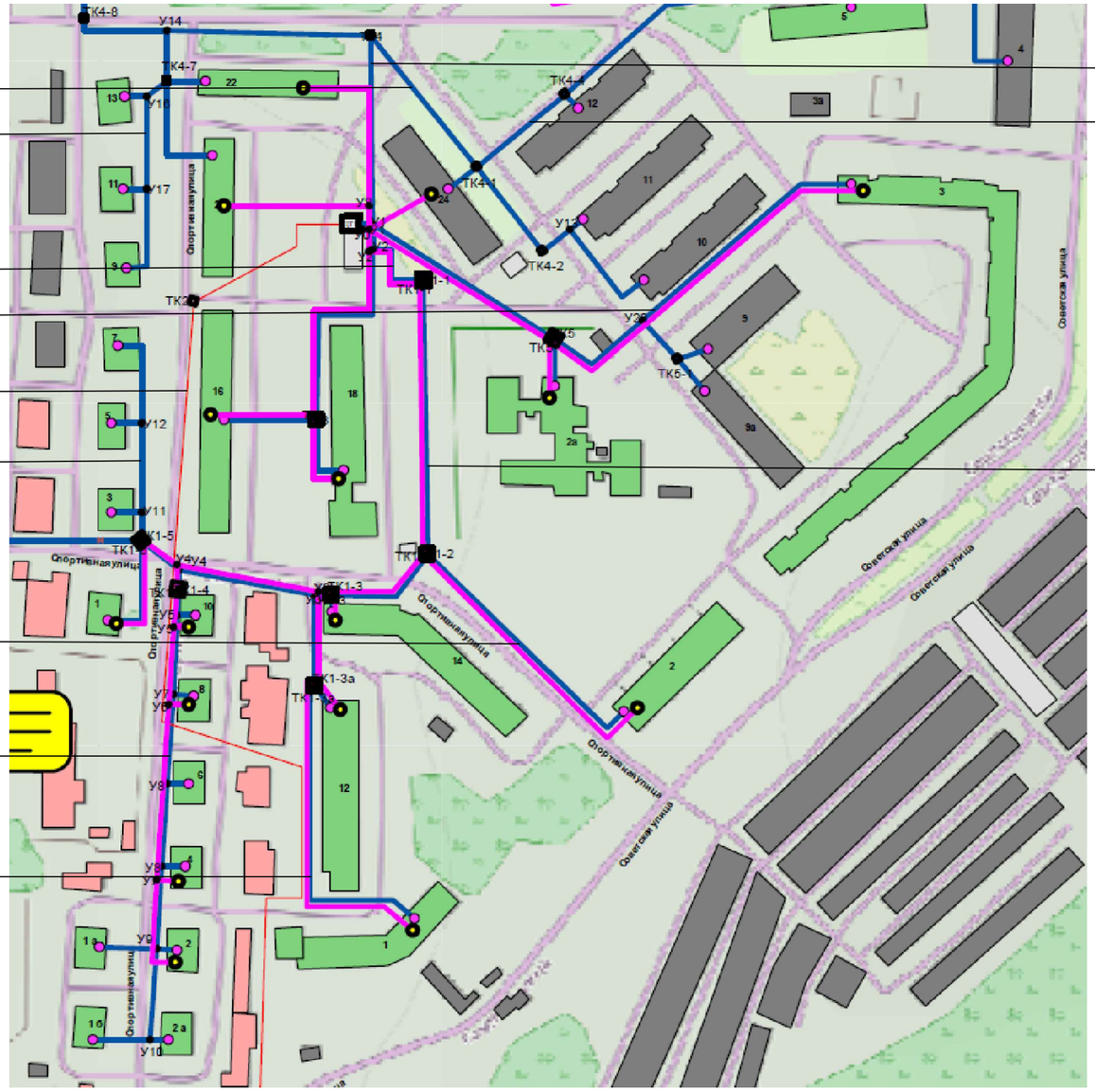


Рис. 2. Оптимальный расход воды в трубопроводах в зависимости от диаметра.

Литература

1. А.А Ионин и др. Теплоснабжение. Учебник для вузов. – М.: Стройиздат, 1982, 336 с.

2. В.Г.Гагарин. Критерий окупаемости затрат на повышение теплозащиты ограждающих конструкций зданий в различных странах. Сб. докл. конф. НИИСФ, 2001, с. 43 – 63.



41,5
100-1,47-7,2
134,0

4,3
65-0,38-0,6
94,0

67,8
150-1,1-1,1
64,0

12,9
150-0,2-0,1
146,0

203,3
300-0,8-3,1
760,0

12,9
80-0,2-0,1
90,0

13,3
100-0,47-0,64
110,0

12,4
100-0,44-1,2
200,0

29,2
100-1,03-3,8
140,0

24,9
200-0,79-0,47
70,0

24,9
100-0,88-5,12
258,0

67,8
150-1,1-2,1
120,0

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Согласовано

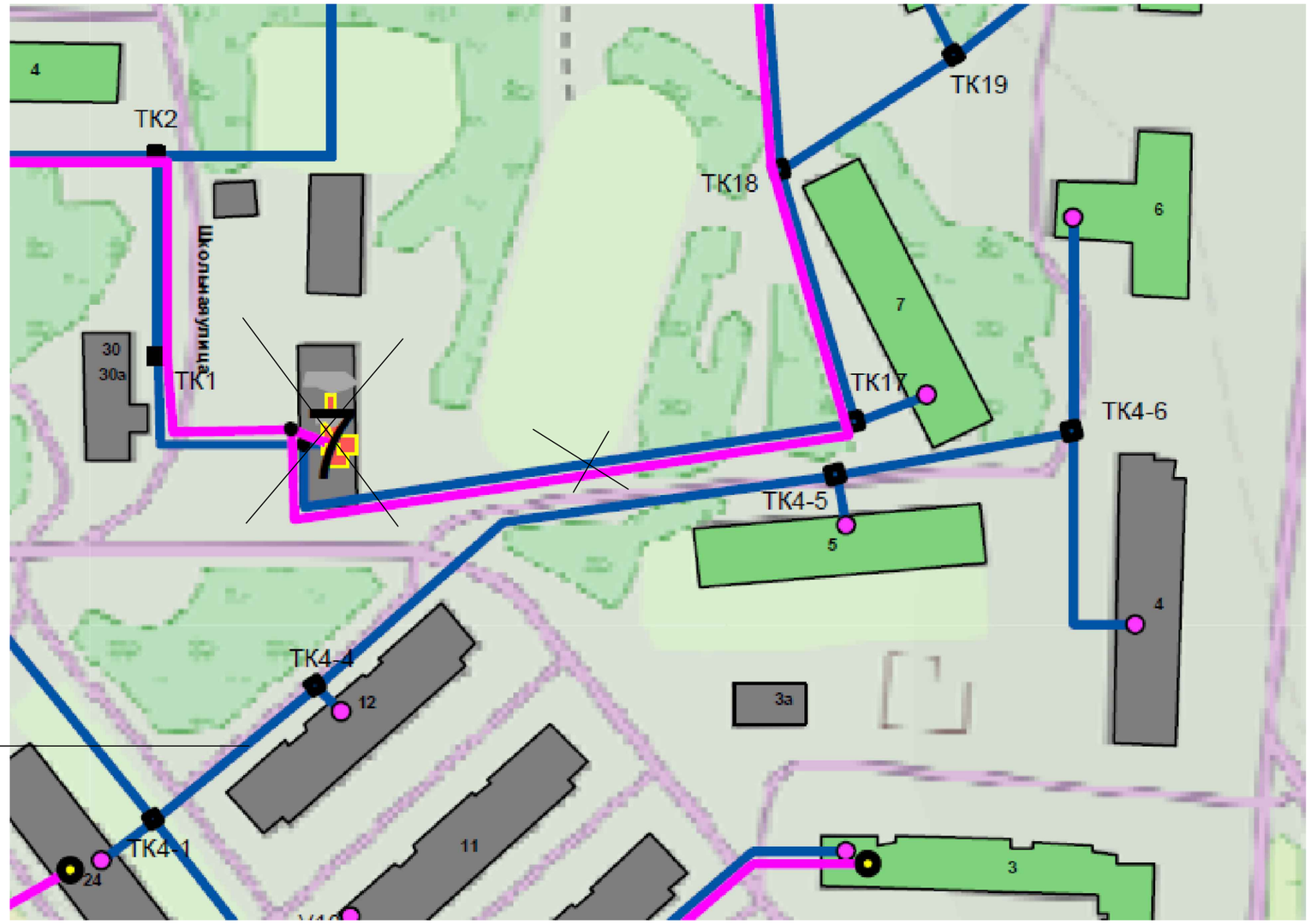
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

						620/21-ИОС4.1.Р1		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	1	3
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №1. ЦТП - ТК-4. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

Формат А3



24,9
100-0,88-5,12
258,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р1			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	2	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №1. ТК4-1 – ТК4-6. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

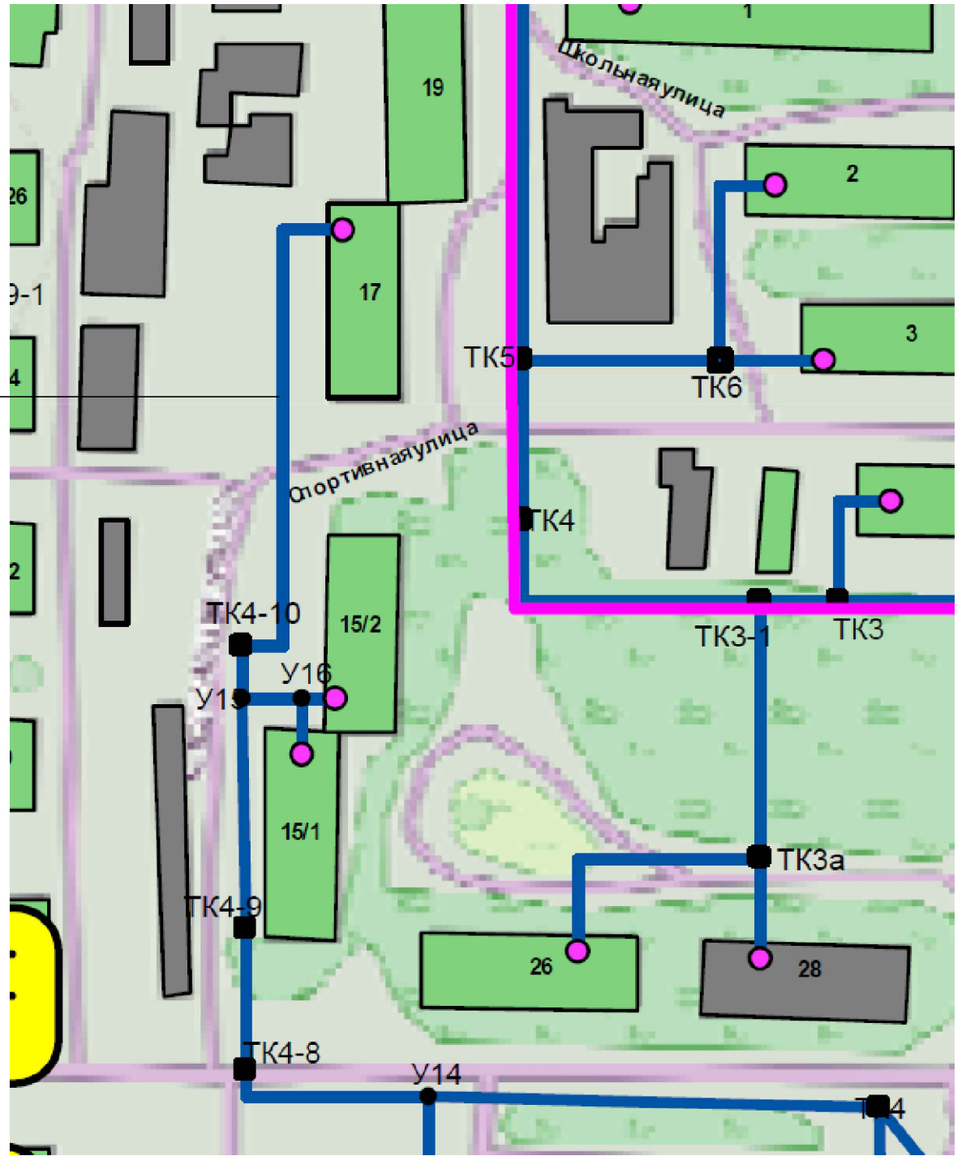
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



20,2
100-0,71-2,0
152,0

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р1			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	3	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №1. ТК4 - ТК4-10. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

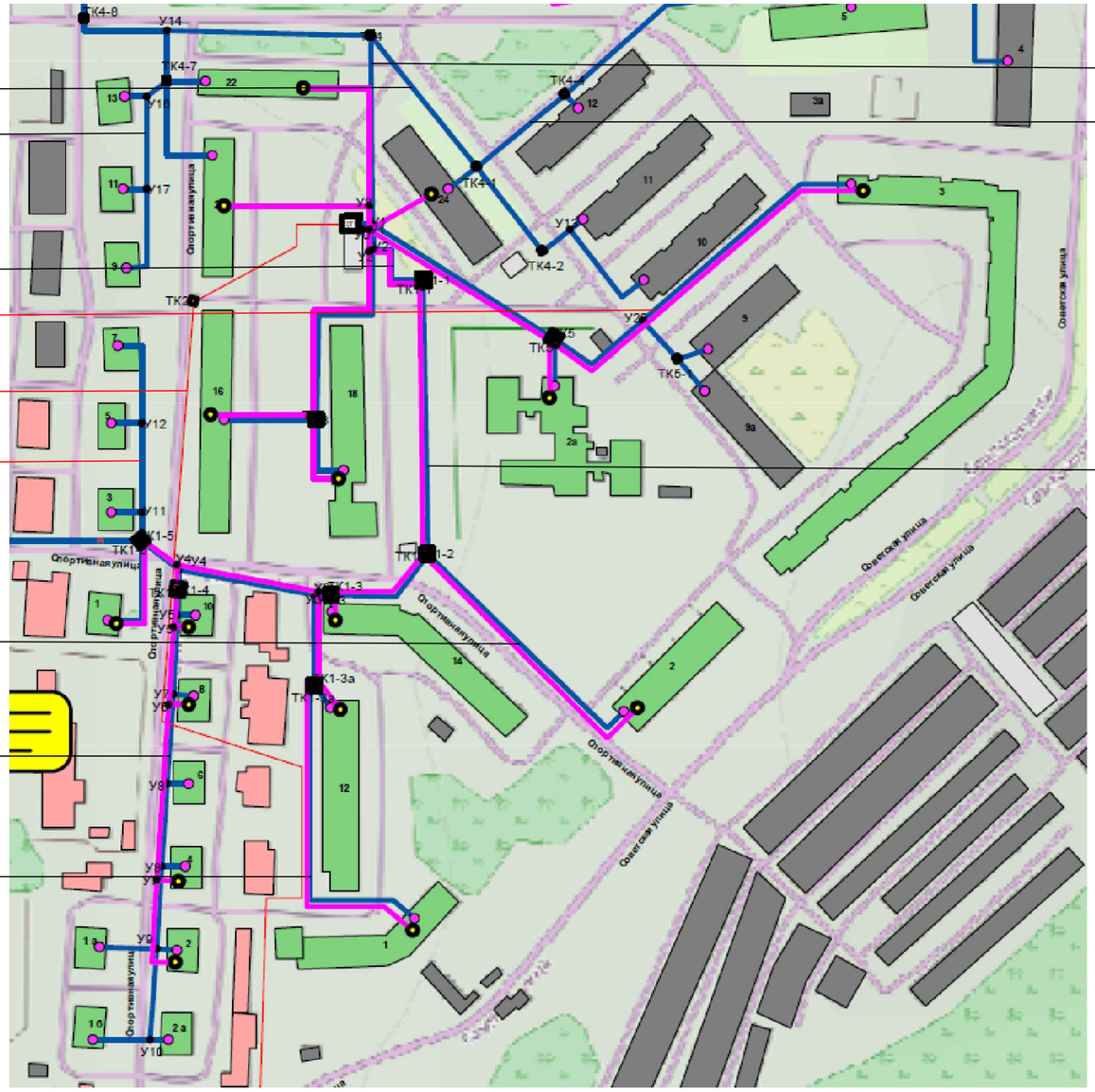
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.Р1		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия: П	Лист	Листов: 1
Инженер		Ракитин			02.21				
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №1. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

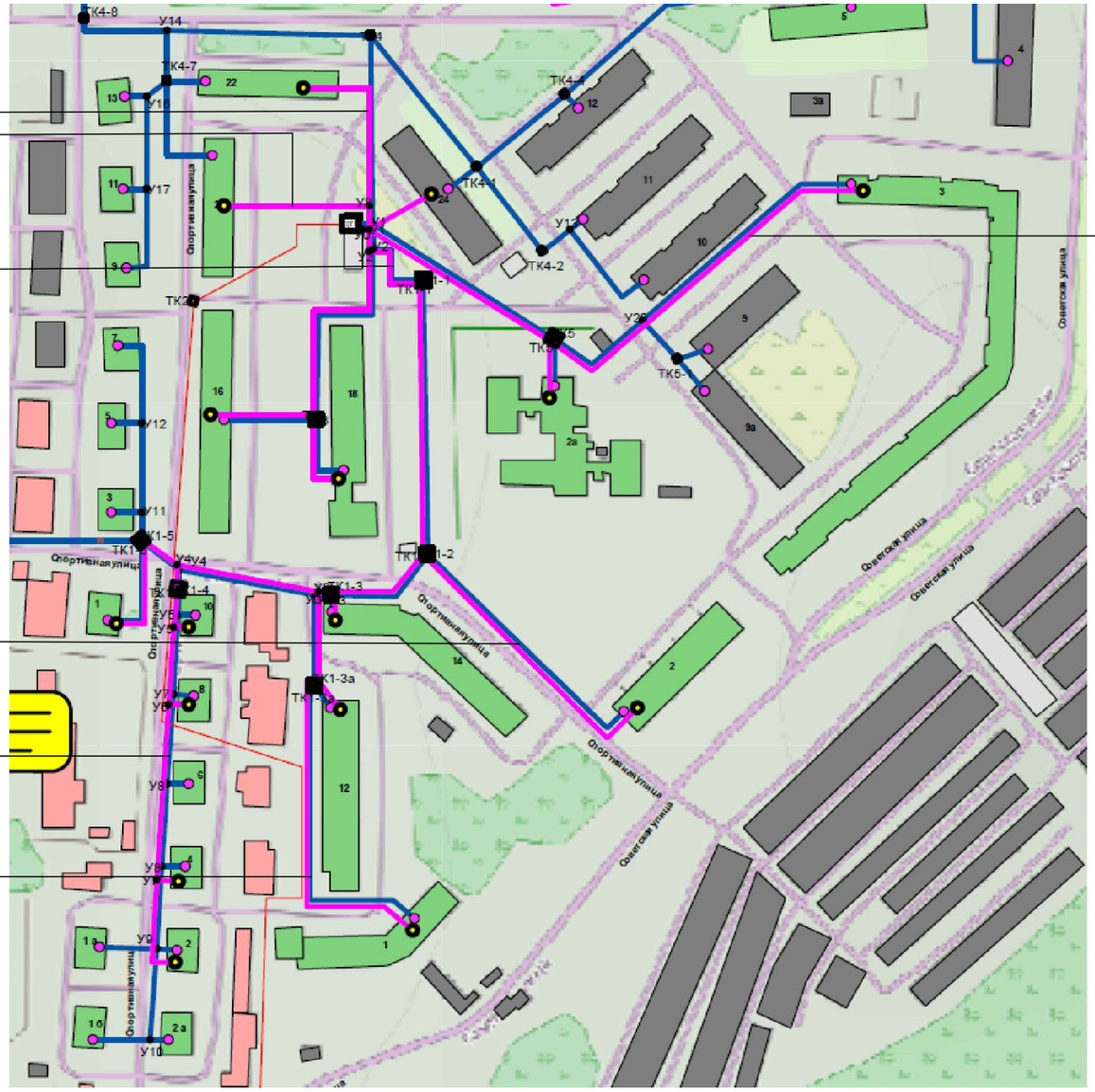
Формат А3

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



41,5
50-0,24-0,27
70,0

1,3
80-0,07-0,05
50,0

9,8
80-0,54-0,65
64,0

7,2
100-0,26-0,5
256,0

1,7
50-0,24-0,43
110,0

1,3
50-0,18-0,46
200,0

5,3
80-0,28-0,7
243,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.Р1		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия: П	Лист:	Листов: 1
Инженер		Ракитин			02.21				
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №1. Фактическая. ГВС	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №1

Таблица 1.1 (начало)

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная lпр.=l+lэкв., м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке ΔH=Δhlпр, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №1 (Отопление)													
1	ТК1-3а - Советская, 1	П	29,2	100	108	4	140	42	182	1,03	10,50	1912	1,912
		О	28,7	100	108	4	140	42	182	1,02	10,33	1879	1,879
												∑	**3,791**
2	ТК 1-2 - ул.Советская, 2	П	13,3	100	108	4	110	33	143	0,47	2,26	323	0,323
		О	13,0	100	108	4	110	33	143	0,46	2,25	321	0,321
												∑	**0,644**
3	ТК 5 - ул.Советская, 3	П	12,9	150	159	4,5	146	43,8	189,8	0,20	0,28	53	0,053
		О	12,7	150	159	4,5	146	43,8	189,8	0,20	0,28	53	0,053
												∑	**0,106**
4	У9 - У10	П	12,4	100	108	4	200	60	260	0,44	1,98	514	0,514
		О	12,2	100	108	4	200	60	260	0,43	1,97	512	0,512
												∑	**1,026**
5	ТК4-7 - Спортивная, 9	П	4,5	65	76	3,5	94	28,2	122,2	0,38	2,56	313	0,313
		О	4,4	65	76	3,5	94	28,2	122,2	0,37	2,56	313	0,313
												∑	**0,626**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №1

Таблица 1.1 (окончание)

6	ТК1-5 - Спортивная, 7	П	4,3	80	89	3,5	90	27	117	0,24	0,81	95	0,095
		О	4,2	80	89	3,5	90	27	117	0,23	0,82	96	0,096
												∑	**0,191**
7	ТК4-1 - ТК4-6	П	24,9	100	108	4	258	77,4	335,4	0,88	7,70	2583	2,583
		О	24,5	100	108	4	258	77,4	335,4	0,87	7,59	2544	2,544
												∑	**5,127**
8	ТК4 - Сов., 10	П	41,5	100	108	4	134	40,2	174,2	1,47	20,94	3648	3,648
		О	40,8	100	108	4	134	40,2	174,2	1,44	20,50	3571	3,571
												∑	**7,219**
9	ТК4-8 - Спортивная, 19	П	20,2	100	108	4	152	45,6	197,6	0,71	5,09	1005	1,005
		О	19,8	100	108	4	152	45,6	197,6	0,70	5,03	993	0,993
												∑	**1,998**
10	ЦТП - ТК4	П	89,7	200	219	6	70	21	91	0,79	2,63	239	0,239
		О	88,2	200	219	6	70	21	91	0,78	2,59	236	0,236
												∑	**0,475**
11	ТК1-1 - ТК1-2	П	67,8	150	159	4,5	120	36	156	1,07	6,72	1048	1,048
		О	66,7	150	159	4,5	120	36	156	1,05	6,60	1030	1,030
												∑	**2,078**
12	ТК1-1 - У2	П	67,8	150	159	4,5	64	19,2	83,2	1,07	6,72	559	0,559
		О	66,7	150	159	4,5	64	19,2	83,2	1,05	6,60	549	0,549
												∑	**1,108**
13	Котельная №1 - ЦТП	П	203,3	300	159	4,5	760	228	988	0,80	1,61	1589	1,589
		О	200,0	300	159	4,5	760	228	988	0,79	1,59	1567	1,567
												∑	**3,156**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №1 (ГВС)

Таблица 1.2

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная $l_{пр.}=l+l_{экв.}$, м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке $\Delta H=\Delta h l_{пр.}$, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №1 (ГВС)													
1	ТК1-2 - Советская, 1	П	5,1	80	89	3,5	243	72,9	315,9	0,28	1,12	354	0,354
		О	5,0	80	89	3,5	243	72,9	315,9	0,28	1,13	357	0,357
												∑	**0,711**
2	ЦТП - Спортивная, 20	П	1,3	80	89	3,5	50	15	65	0,07	0,09	6	0,006
		О	1,3	80	89	3,5	50	15	65	0,07	0,09	6	0,006
												∑	**0,011**
3	ЦТП - Советская, 3	П	7,2	100	108	4	256	76,8	332,8	0,26	0,71	235	0,235
		О	7,1	100	108	4	256	76,8	332,8	0,25	0,71	237	0,237
												∑	**0,471**
4	ЦТП - Спортивная, 22	П	1,7	50	57	3,5	70	21	91	0,24	1,50	136	0,136
		О	1,7	50	57	3,5	70	21	91	0,24	1,51	137	0,137
												∑	**0,274**
5	ТК1-1 - Советская, 2	П	1,7	50	57	3,5	110	33	143	0,24	1,50	214	0,214
		О	1,7	50	57	3,5	110	33	143	0,24	1,51	216	0,216
												∑	**0,430**
6	У4 - У9	П	1,3	50	57	3,5	200	60	260	0,18	0,87	226	0,226
		О	1,3	50	57	3,5	200	60	260	0,18	0,89	230	0,230
												∑	**0,457**
7	ЦТП - ТК1-1	П	9,8	80	89	3,5	64	19,2	83,2	0,54	3,90	325	0,325
		О	9,6	80	89	3,5	64	19,2	83,2	0,53	3,88	323	0,323
												∑	**0,647**

Гидравлический расчет оптимизированной тепловой сети от котельной №1

Таблица 1.3

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная $l_{пр.}=l+l_{экв.}$, м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке $\Delta H=\Delta h l_{пр}$, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №1 (Отопление)													
1	ТК 5 - ул.Советская, 3	П	12,9	80	89	3,5	146	43,8	189,8	0,72	6,77	1285	1,285
		О	12,7	80	89	3,5	146	43,8	189,8	0,70	6,69	1270	1,270
												∑	**2,554**
2	ТК1-5 - Спортивная, 7	П	4,3	50	57	3,5	90	27	117	0,61	8,82	1032	1,032
		О	4,2	50	57	3,5	90	27	117	0,60	8,74	1023	1,023
												∑	**2,055**
3	Котельная №1 - ЦТП	П	203,3	250	273	7	760	228	988	1,15	4,12	4074	4,074
		О	200,0	250	273	7	760	228	988	1,13	4,05	3999	3,999
												∑	**8,072**

Сводная таблица оптимизационного расчета

№ п/п	Наименование участка по схеме	Характеристика трубы		Длина трубопровода по плану L, м	Длина трубопровода подача+обратка, м
		Диаметр условного прохода факпический	Диаметр условного прохода оптимизированный		
		Ду, мм	Ду, мм		
1	2	3	4	5	6
1	Котельная №1 - ЦТП	300	250	760	1520
2	ТК1-5 - Спортивная, 7	80	50	90	180
3	ТК 5 - ул.Советская, 3	150	80	146	292

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

620/21-ИОС4.1.Р1

Лист 5

Формат А4

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ПРОФПАРТНЕР"

П-179-12122012 от 20.11.2020 №14

Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Тепловые сети

Расчетная часть

620/21-ИОС4.1.Р2

Пермь, 2021

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ПРОФПАРТНЕР"

П-179-12122012 от 20.11.2020 №14

Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Тепловые сети

Расчетная часть

620/21-ИОС4.1.Р2

Главный инженер проекта Мехоношин

Изм.	N док.	Подп.	Дата

Пермь, 2021

Содержание (начало)

Обозначение	Наименование	Примечание (стр.)
620/21-ИОС4.1.Р2.С	Содержание	3
620/21-ИОС4.1.Р2	Гидравлический расчет тепловых сетей	5
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК4 - ТК4-9. Фактическая. Отопление	10
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК5 -Жукова, 27. Фактическая. Отопление	11
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. Кот. 2 - ТК2-3. Фактическая. Отопление	12
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК1 - У28. Фактическая. Отопление	13
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК3 - У116. Фактическая. Отопление	14
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК1 - У19. Фактическая. Отопление	15
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК2 - У52. Фактическая. Отопление	16
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК3 - ТК9а. Фактическая. Отопление	17
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. Кот. 2 - ТК2-3. Оптимизация. Отопление	18
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК3 - ТК9а. Оптимизация. Отопление	19
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК1 - У28. Оптимизация. Отопление	20
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК5 - Жукова, 27. Оптимизация. Отопление	21
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК4 - ТК4-9. Оптимизация. Отопление	22
	Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №2 (отопление)	23

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р2.С		
ГИП		Мехоношин			03.21	Содержание	Стадия: П	Лист: 1 / Листов: 2
Инженер		Ракитин			03.21		ООО "ПрофПартнер"	
Н. контр.		Мехоношин			03.21			

Содержание (окончание)

Обозначение	Наименование	Примечание (стр.)
620/21-ИОС4.1.Р2	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК4 - Жукова, 27. Фактическая. ГВС	27
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. УЗ1 - Нефтяников, 11а. Фактическая. ГВС	28
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. УЗ1 - У11. Фактическая. ГВС	29
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. УЗ1 - Сосновая, 1. Фактическая. ГВС	30
	Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №2 (ГВС)	31
	Гидравлический расчет оптимизированной тепловой сети от котельной №2	32
	Сводная таблица оптимизационного расчета	33

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Цель выполнения гидравлического расчета системы теплоснабжения от котельной на территории Красновишерского городского округа – обеспечение требуемого тепло-гидравлического режима работы системы теплоснабжения при условии оптимизации её схемы путем изменения диаметров участков теплосети и создания дополнительных перемычек.

Задачи расчета:

– определить расчетные расходы и скорости теплоносителя в подающих и обратных трубопроводах тепловой сети в соответствии с фактическими диаметрами и длинами представленных участков по существующим потребителям;

– выполнить расчет гидравлических потерь участков тепловой сети с учетом фактических максимальных часовых нагрузок на отопление и средних часовых нагрузок на ГВС;

– оптимизировать схему теплоснабжения.

Для достижения поставленной цели проведен анализ представленных исходных данных, проведена стратификация проблемы и декомпозиция системы теплоснабжения (разбиение общей схемы теплоснабжения г. Красновишерск на подсистемы с разработкой расчетных схем по каждой подсистеме).

На основании разработанных расчетных схем выполнен гидравлический расчет участков тепловой сети по методике, предложенной в [1].

Потери давления на трение (линейные потери) определяются по формуле Дарси

$$\Delta p_л = \lambda \frac{l}{d} \frac{w^2}{2} \rho,$$

где $\Delta p_л$ — потери давления на трение (линейные), Па; λ — коэффициент трения; l, d— длина и диаметр участка трубопровода, м, w — скорость потока, м/с; ρ — плотность теплоносителя, кг/м3.

Коэффициент трения зависит от режима движения жидкости, характера шероховатости внутренней поверхности трубы и высоты выступов шероховатости kэ.

Движение теплоносителя в водяных сетях характеризуется турбулентным режимом. При относительно небольших значениях числа Рейнольдса ($2300 \leq Re \leq 10d/k_э$) пристенный ламинарный слой закрывает выступы шероховатости и в результате создается режим гидравлически гладких труб. Такой режим создается почти при всех значениях относительной шероховатости k/d, за

исключением очень больших. При этом режиме в трубах с шероховатой внутренней поверхностью наблюдается турбулентное течение с сопротивлением, зависящим от вязкости жидкости. Этот режим описывается формулой Блазиуса:

$$\lambda = 0,3164/\mathrm{Re}^{0,25}$$

Рассмотренные режимы движения относятся к переходному турбулентному режиму. Установившийся турбулентный режим характеризуется квадратичным законом сопротивления, когда сопротивление обусловлено наличием инерционных сил и не зависит от вязкости жидкости. Коэффициент трения для этого режима рассчитывается по формуле Б. Л. Шифринсона:

$$\lambda = 0,11\ (k_э/d)^{0,25}$$

При расчете трубопроводов тепловых сетей потери в местных сопротивлениях учитываются через эквивалентные им длины *lэ*.

Потери давления на участке тепловой сети с учетом *lэ* рассчитываются как

$$\Delta p = \Delta p_л + \Delta p_{м.с} = \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l + \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l_э = \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ (l + l_э)$$

$$= \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l_{пр} = \Delta p_л\ \frac{l + l_э}{l} = \Delta p_л\ (1 + \alpha).$$

Здесь

$$l_{пр} = l + l_э = l\ (1 + \alpha),$$

Гидравлический расчет существующей тепловой сети выполнен на основании данных, приведенных в:

1. Приложении 1 «Схема теплоснабжения г. Красновишерск».
2. Приложении 2 «Список потребителей с расчётом полезного отпуска т/энергии от котельной №11».
3. Приложении 3 «Расчет отпуска тепловой энергии для населения»
4. Приложении 4 «Таблица исходных данных по характеристике участков тепловых сетей от котельной №11 на балансе ЭСО».

Оптимизация гидравлических режимов системы теплоснабжения

Существующие в настоящее время предложения относительно оптимальной скорости движения воды в трубопроводах систем теплоснабжения (до 3 м/с) и допустимых удельных потерях давления R (до 80 Па/м) [1] основаны главным образом на технико-экономических расчетах. Они учитывают, что с ростом скорости уменьшаются сечения трубопроводов и снижается объем теплоизоляции, т.е. сокращаются капиталовложения в устройство сети, но одновременно увеличиваются

эксплуатационные затраты на перекачку воды из-за роста гидравлического сопротивления, и наоборот. Тогда оптимальная скорость соответствует минимуму приведенных затрат за расчетный срок амортизации системы.

В условиях рыночной экономики обязательно следует принимать во внимание дисконтирование эксплуатационных издержек Э (руб./год) и капитальных затрат К (руб.). В этом случае формула для вычисления совокупных дисконтированных затрат (СДЗ), при использовании заемных средств, приобретает следующий вид [2]:

$$СДЗ=К\beta_1+Э\beta_2, \text{ руб.}, \qquad (1)$$

где: $\beta_1=(1+p/100)^T$; $\beta_2=[(1+p/100)^T-1]\cdot 100/p$.

В данном случае – коэффициенты дисконтирования капитальных и эксплуатационных затрат, вычисляемые в зависимости от расчетного срока амортизации Т (лет), и нормы дисконта р. Последняя учитывает уровень инфляции и рисков капиталовложений, т.е., в конечном счете, степень нестабильности экономики и характер изменения текущих тарифов, и определяется обычно методом экспертных оценок [2]. В первом приближении величина р соответствует годовому проценту за банковский кредит. На практике ее можно принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ РФ. Начиная с 15 января 2004 г., она равна 14% годовых.

Минимум СДЗ с учетом дисконтирования будет соответствовать такому же уровню скорости воды и удельных потерь, которые рекомендуются в литературе [1].

Оптимальная скорость движения воды:

$$v_{опт}=0{,}22\sqrt[3]{\frac{K_{ти}C_D\beta_1\sqrt[4]{D}}{C_{эл}\beta_2}}, \text{ м/с}. \qquad (2)$$

Здесь Kти – коэффициент удорожания трубопроводов за счет наличия теплоизоляции. При применении отечественных материалов типа минераловатных матов можно принять Kти = 1,3. Параметр CD представляет собой удельную стоимость одного метра трубопровода (руб./м2), отнесенную к внутреннему диаметру D (м). Поскольку в прайс-листах обычно указывается цена в рублях за тонну металла См, пересчет необходимо производить по очевидному соотношению $C_D=\pi\rho C_м\delta\cdot 10^{-3}=0{,}0245C_м\delta$, где – толщина стенки трубопровода (мм), =7,8 т/м3 – плотность материала трубопроводов. Величина Сэл соответствует тарифу на электроэнергию. По данным ОАО «Мосэнерго» на первую половину 2004 г. для коммунальных потребителей Сэл= 1,1723 руб./кВтч.

Формула (2) получена из условия d(СДЗ)/dv=0. Определение эксплуатационных затрат производилось с учетом того, что эквивалентная шероховатость стенок трубопроводов равна 0,5

мм [3], а КПД сетевых насосов составляет около 0,8. Плотность воды ρw считалась равной 920 кг/м3 для характерного диапазона температур в тепловой сети. Кроме того, предполагалось, что циркуляция в сети осуществляется круглогодично, что вполне оправданно, исходя из нужд горячего водоснабжения.

Анализ формулы (1) показывает, что для больших сроков амортизации T (10 лет и выше), характерных для тепловых сетей, отношение коэффициентов дисконтирования практически равно своему предельному минимальному значению p/100. В этом случае выражение (2) дает наименьшую экономически целесообразную скорость воды, соответствующую условию, когда годовой процент за кредит, взятый на строительство, равен годовой прибыли от снижения эксплуатационных издержек, т.е. при бесконечном сроке окупаемости. При конечном сроке оптимальная скорость будет выше. Но в любом случае эта скорость будет превышать вычисленную без учета дисконтирования, поскольку тогда, как легко убедиться, а в современных условиях пока получается 1/T< p/100.

Значения оптимальной скорости воды и соответствующие им целесообразные удельные потери давления, вычисленные по выражению (2) при среднем уровне CD и предельном соотношении, приведены на рис.1. Представлено соотношение непосредственно между G и D. Для среднего уровня CD оно приведено на рис. 2.

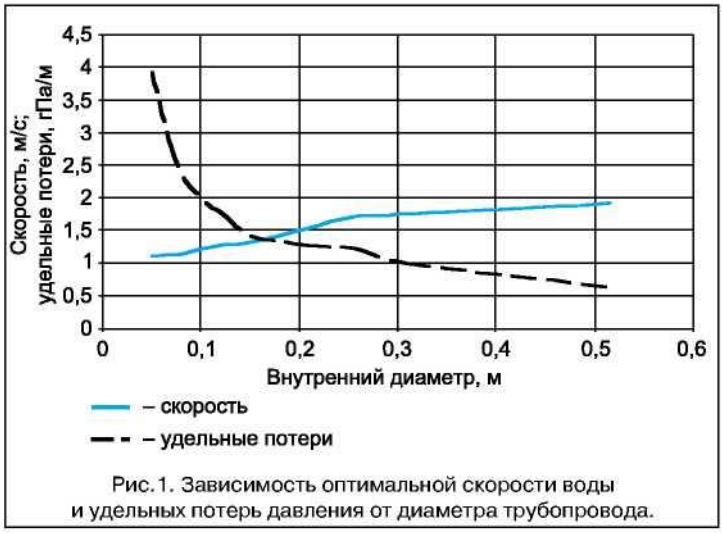


Рис.1. Зависимость оптимальной скорости воды и удельных потерь давления от диаметра трубопровода.

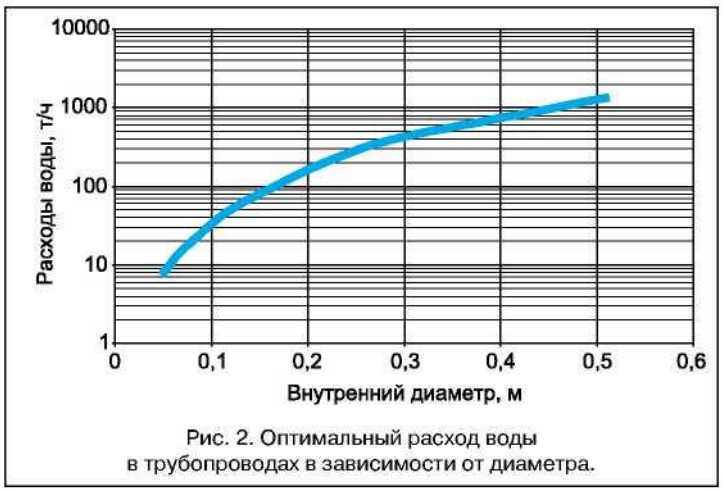
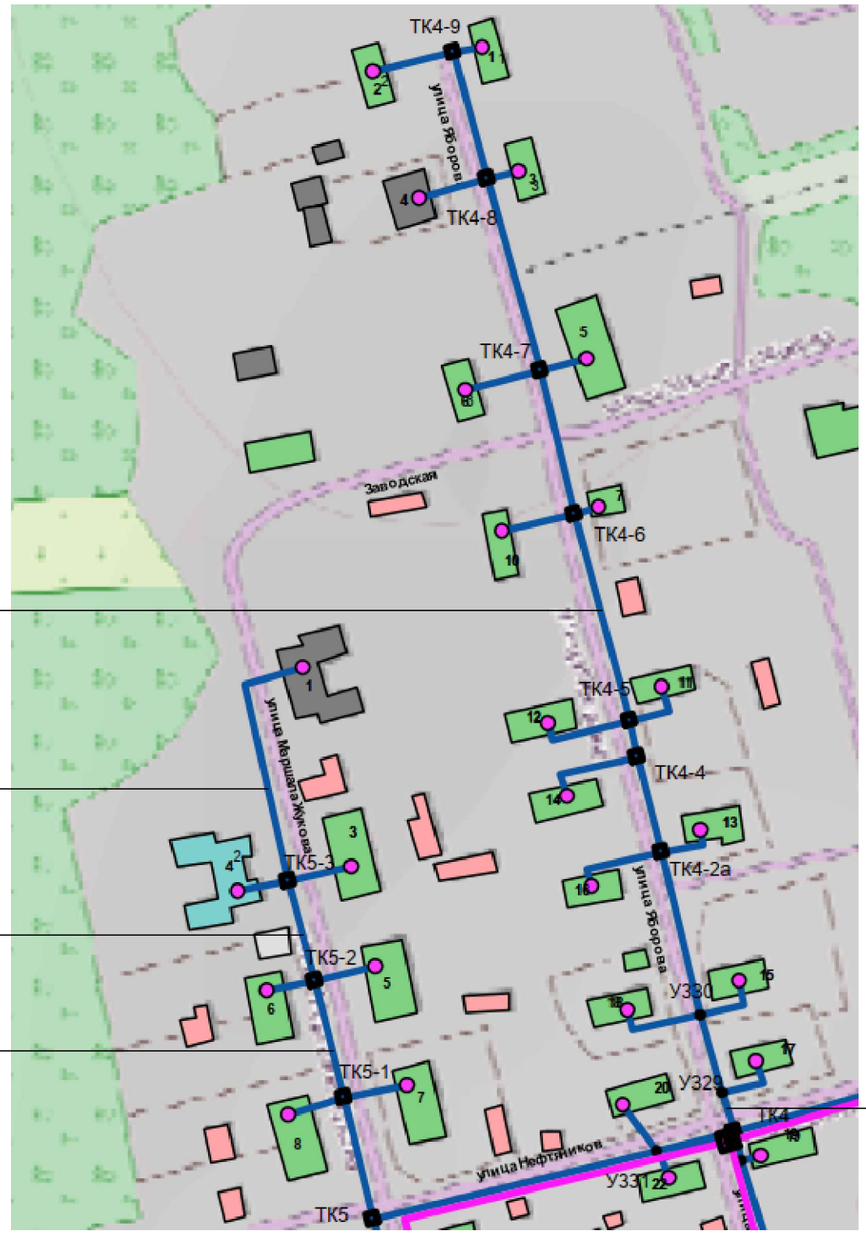


Рис. 2. Оптимальный расход воды в трубопроводах в зависимости от диаметра.

Литература

1. А.А Ионин и др. Теплоснабжение. Учебник для вузов. – М.: Стройиздат, 1982, 336 с.

2. В.Г.Гагарин. Критерий окупаемости затрат на повышение теплозащиты ограждающих конструкций зданий в различных странах. Сб. докл. конф. НИИСФ, 2001, с. 43 – 63.



5,3
100-0,19-0,38
370,0

0,7
32-0,24-0,48
72,0

2,1
80-0,11-0,02
35,0

4,9
80-0,27-0,19
72,0

5,3
100-0,19-0,38
370,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р2			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	1	6
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК4 – ТК4-9. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

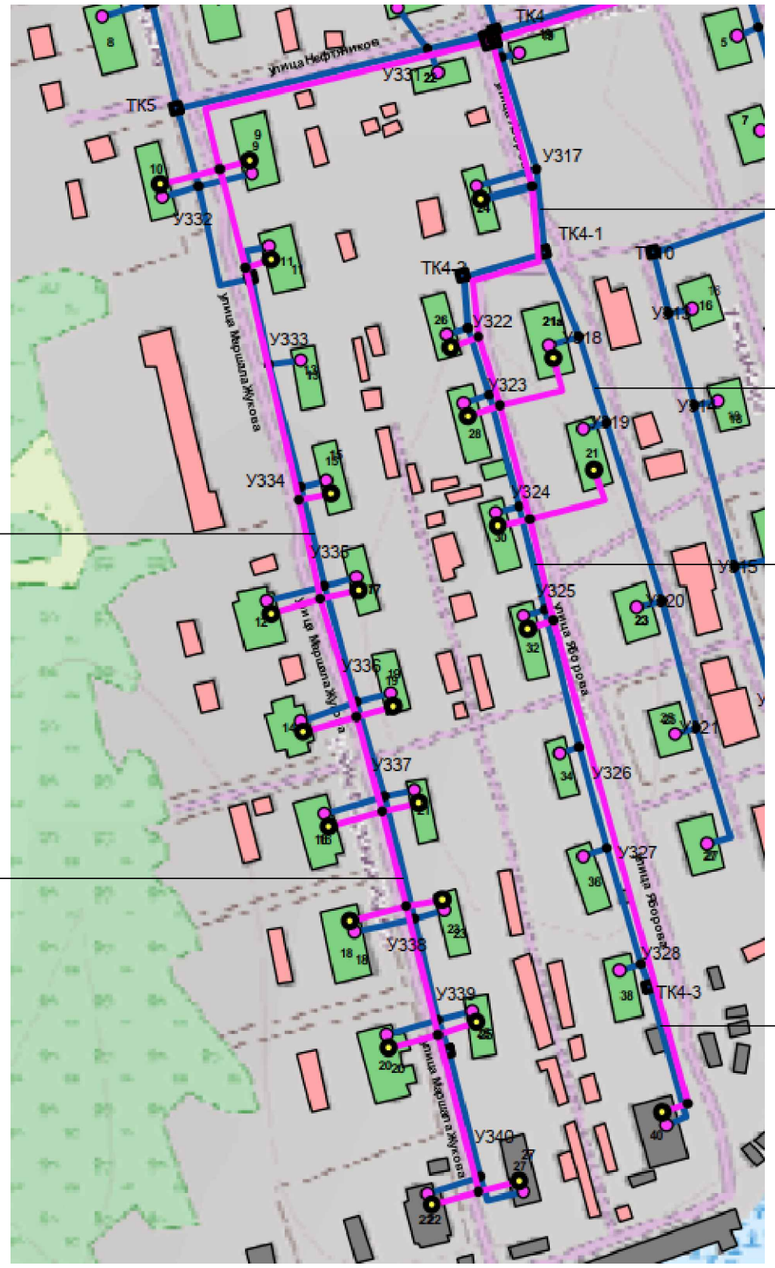
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р2			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	2	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК5 – Жукова, 27. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

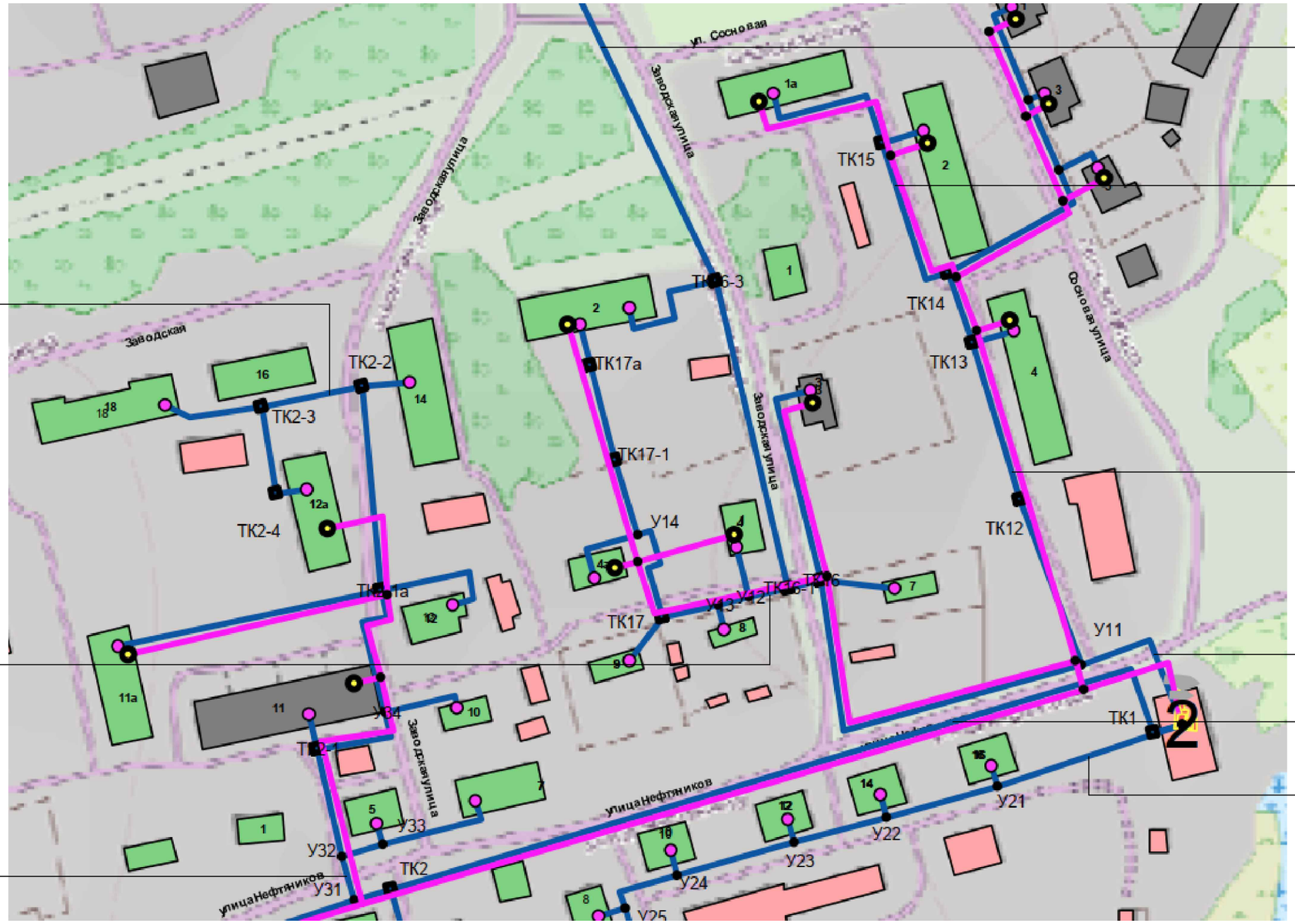
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



11,0
100-0,39-3,27
803,0

10,1
100-0,36-0,18
52,0

6,8
80-0,37-0,45
90,0

28,1
150-0,44-0,44
140,0

10,5
80-0,58-1,76
150,0

50,5
150-0,79-0,35
36,0

85,2
200-0,75-1,4
230,0

28,1
150-0,44-0,44
140,0

29,1
150-0,46-0,7
217,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р2			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	3	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. Кот. 2 - ТК2-3. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

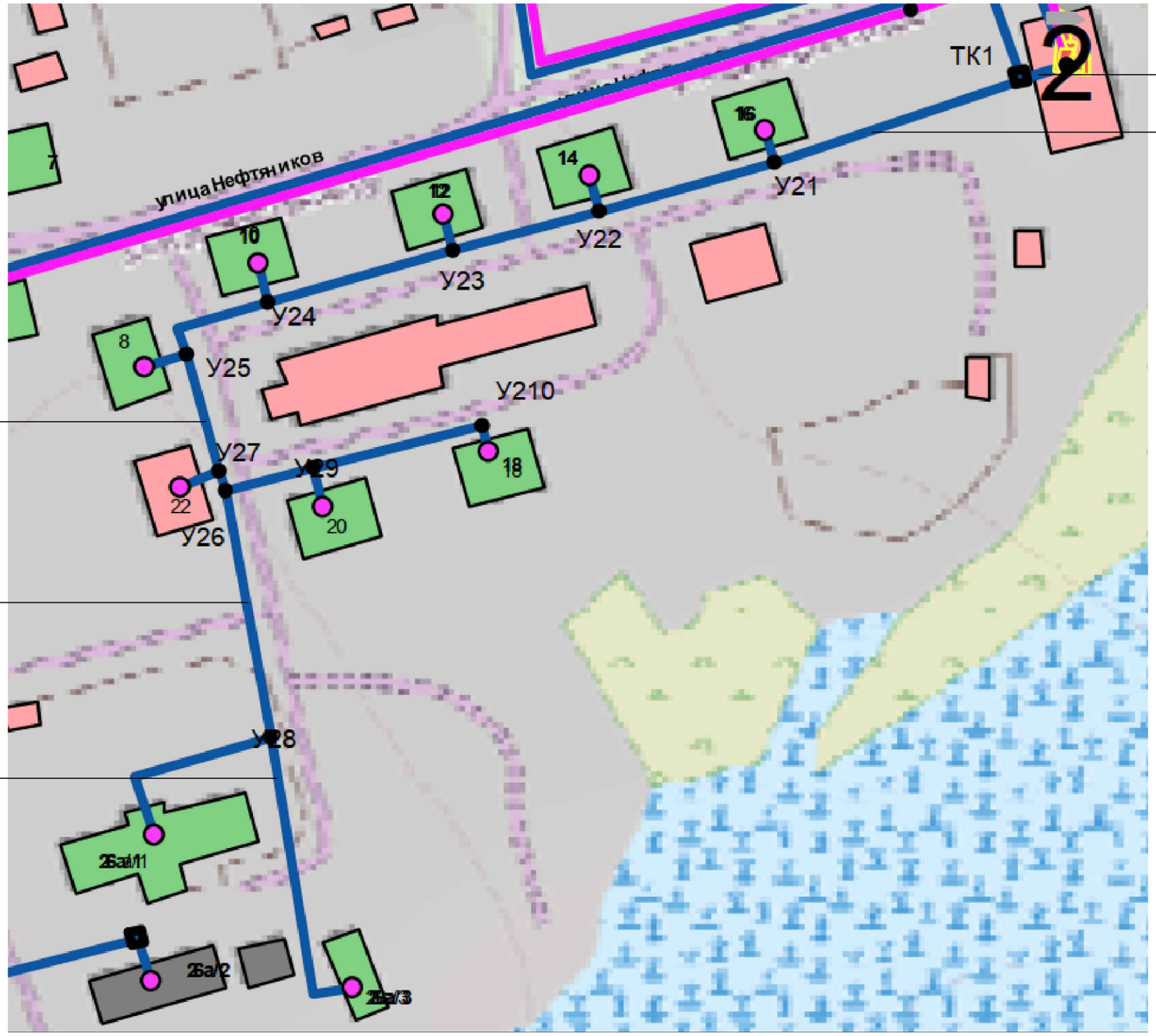
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



85,2
200-0,75-1,4
230,0

15,4
100-0,55-1,66
212,0

6,4
80-0,35-0,13
30,0

1,9
50-0,26-0,33
70,0

0,6
50-0,08-0,04
70,0

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Условные обозначения:

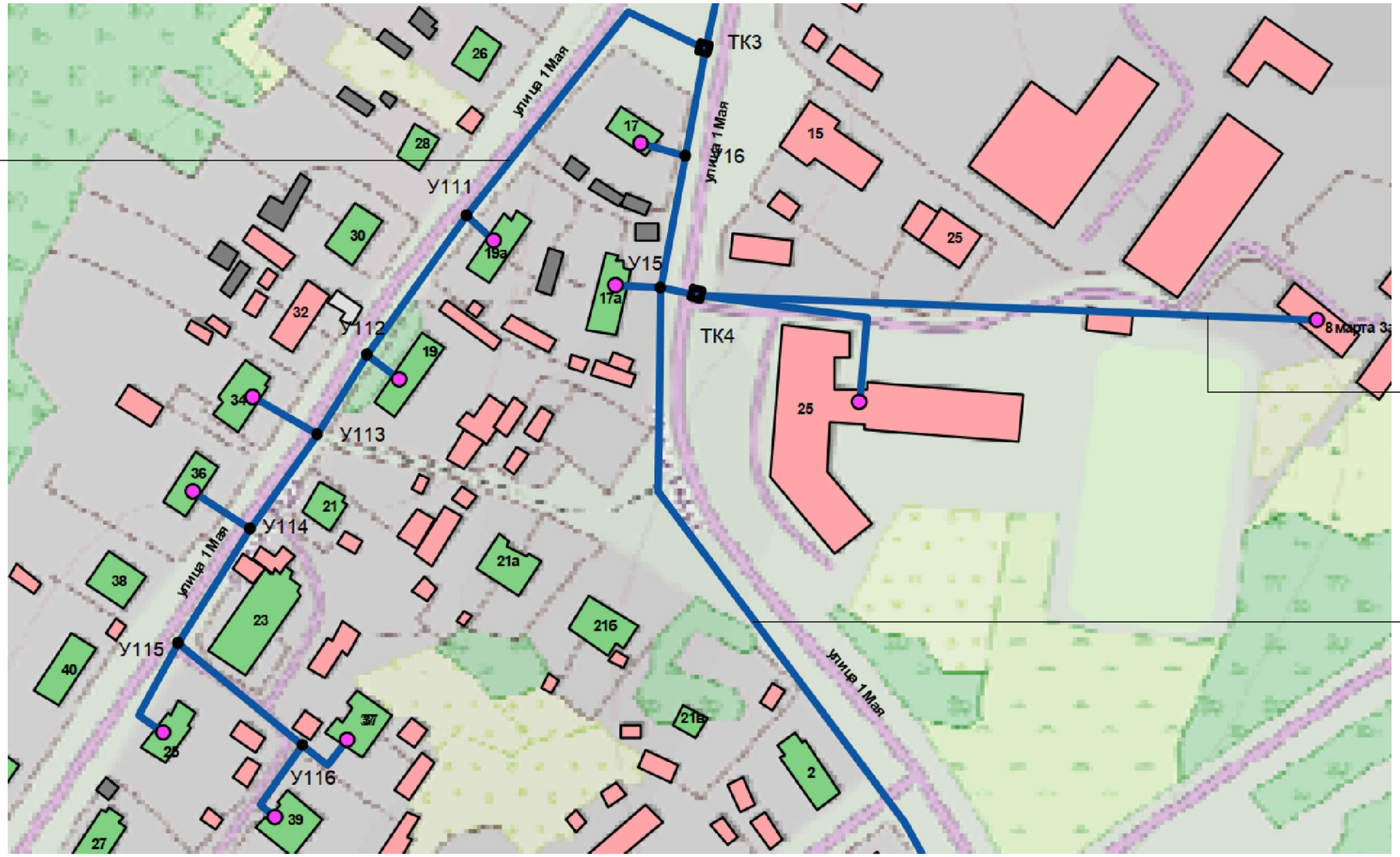
Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.Р2	
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск	
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата		
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия: П; Лист: 4; Листов:
Инженер		Ракитин			02.21		
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК1 - У28. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р2			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	5	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК3 - У116. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р2			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	6	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК1 – У19. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

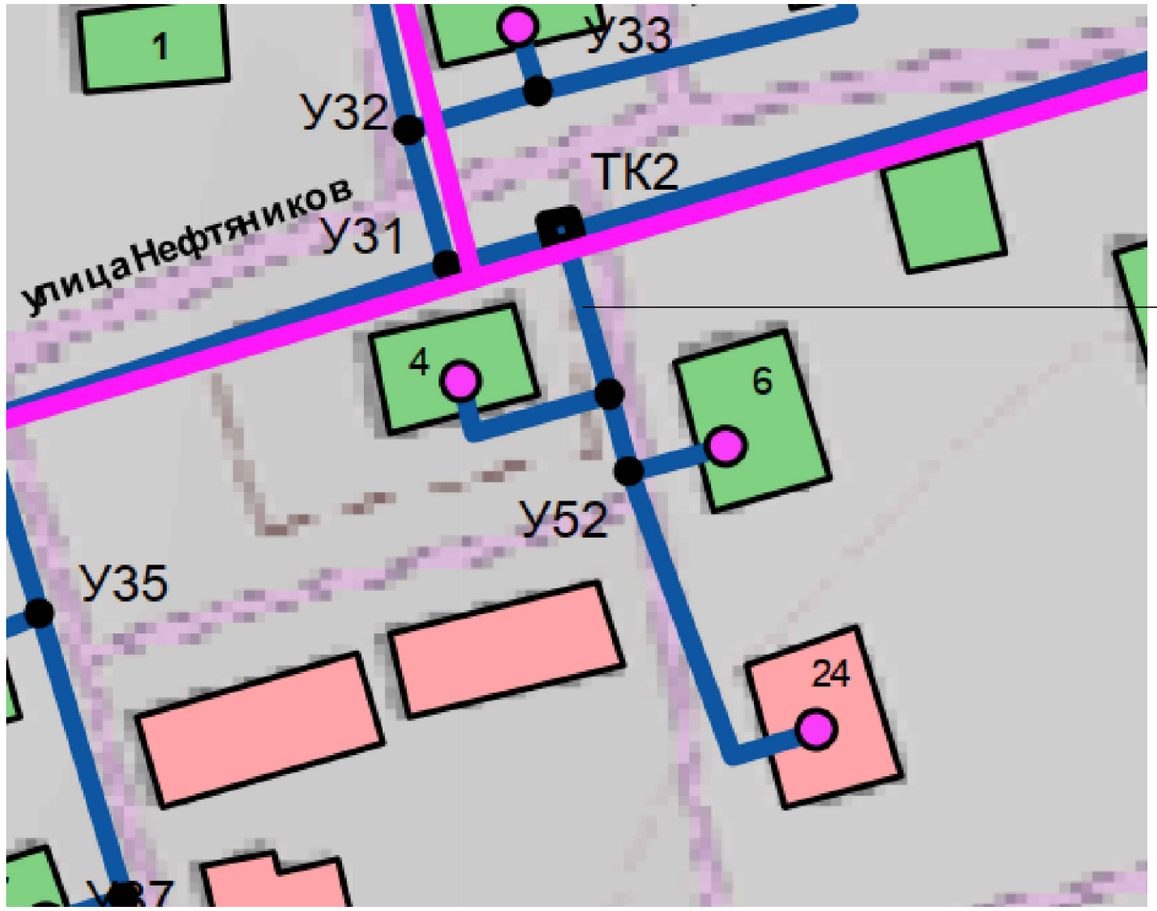
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Условные обозначения:

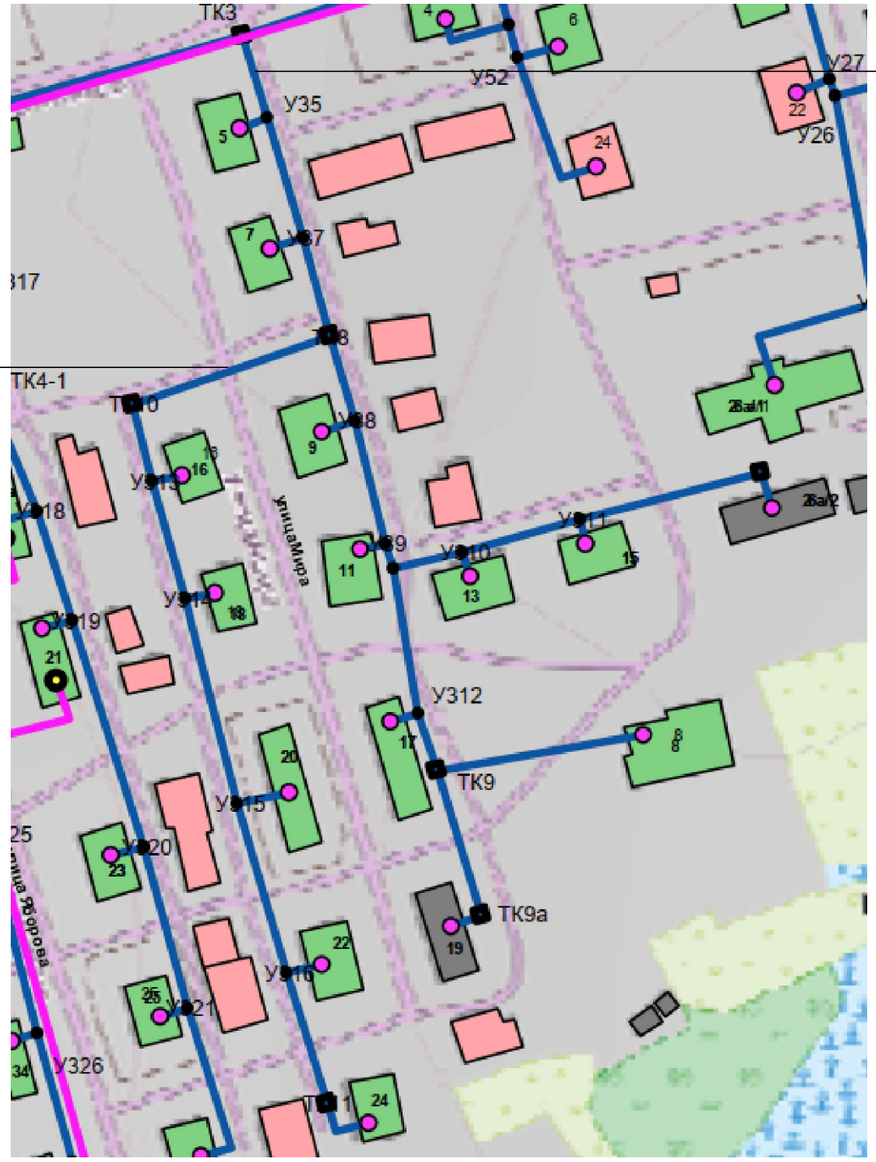
Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р2			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	7	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК2 – У52. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.Р2		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия: П	Лист: 8
Инженер		Ракитин			02.21			Листов:
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК3 - ТК9а. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"	

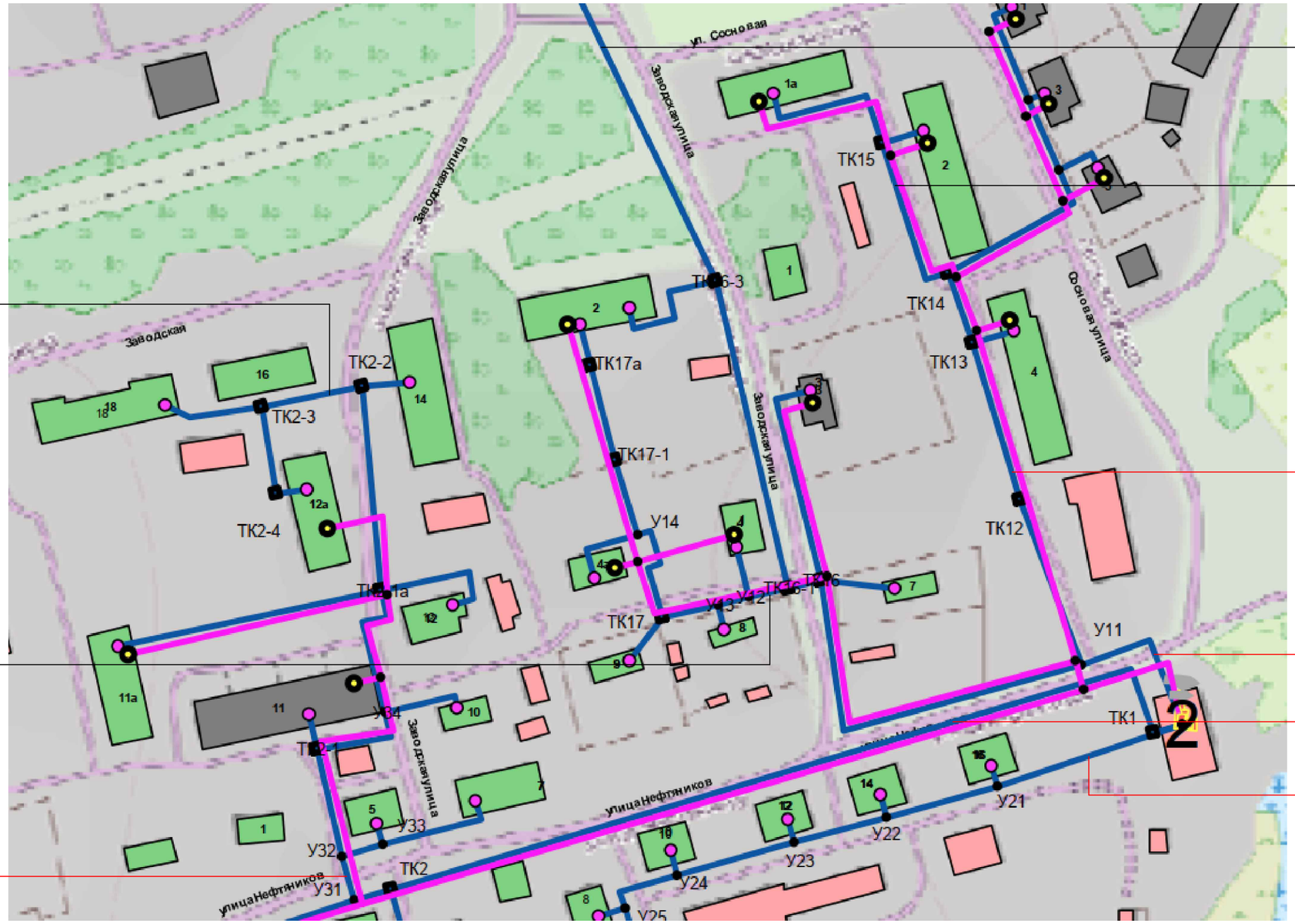
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



11,0
100-0,39-3,27
803,0

10,1
80-0,56-0,56
52,0

6,8
80-0,37-0,45
90,0

28,1
100-1,0-3,5
140,0

10,5
80-0,58-1,76
150,0

50,5
125-1,14-0,9
36,0

85,2
150-1,34-6,2
230,0

15,4
80-0,85-5,2
212,0

29,1
100-1,03-5,8
217,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р2			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	1	5
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. Кот. 2 – ТК2-3. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

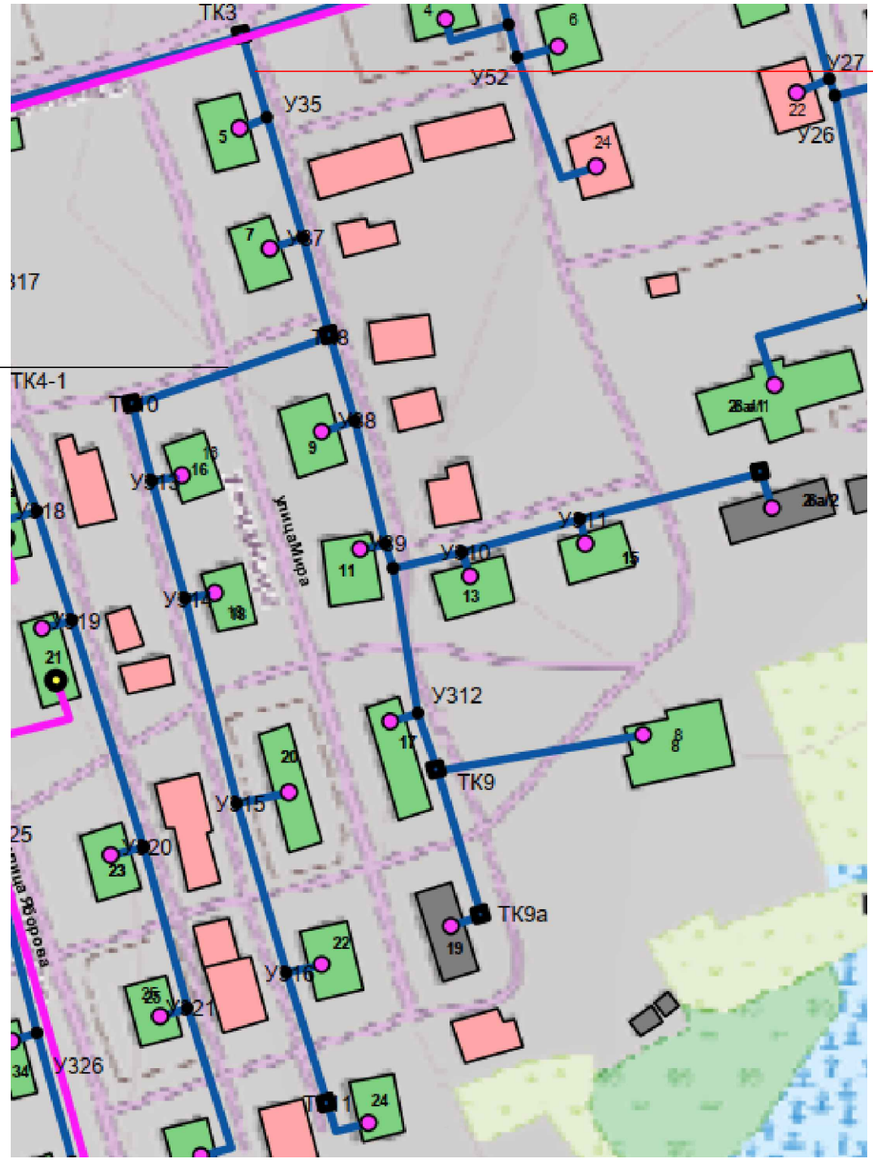
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.Р2		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия: П	Лист: 2
Инженер		Ракитин			02.21			Листов:
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК3 - ТК9а. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"	

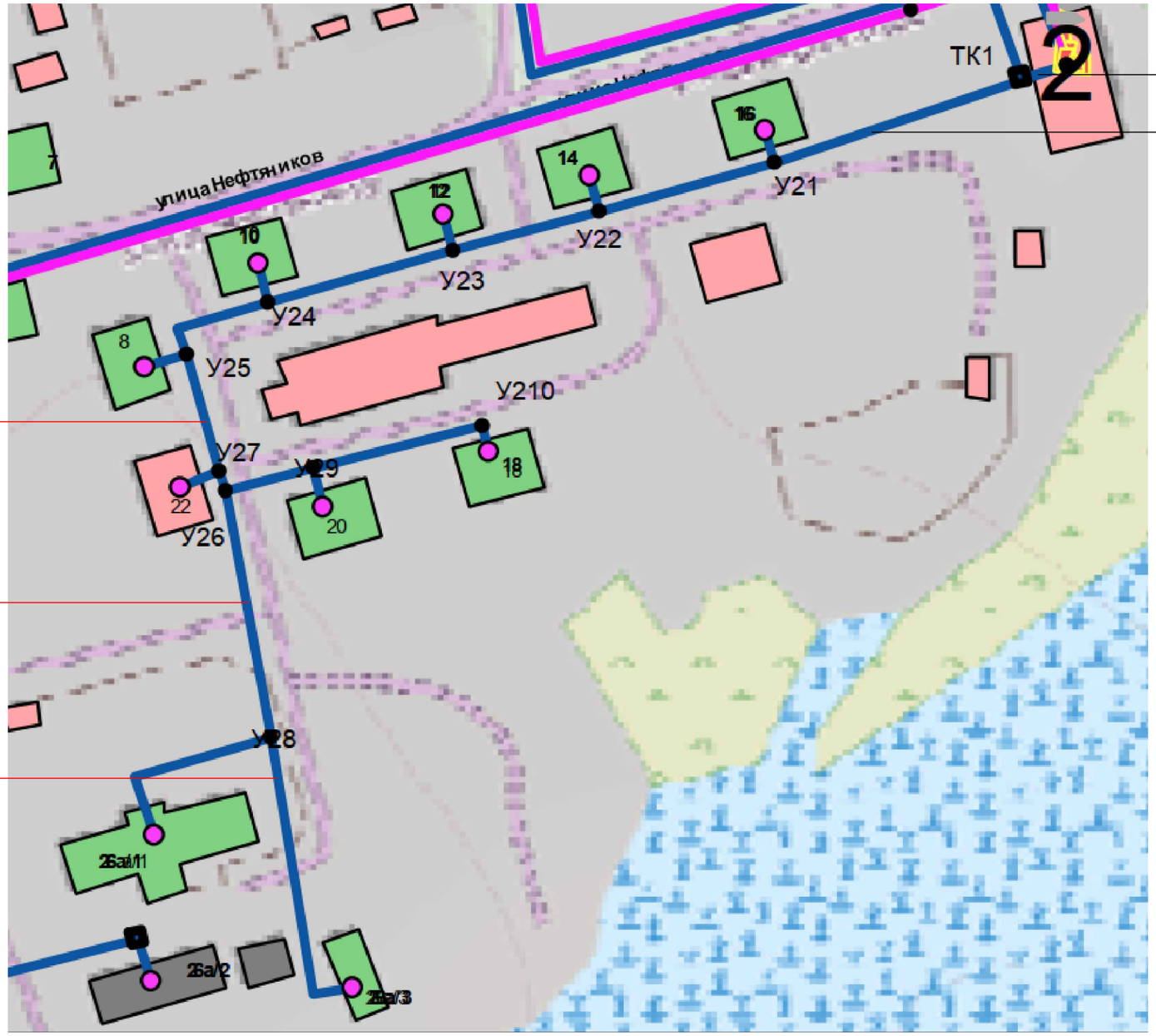
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р2			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	3	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК1 - У28. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

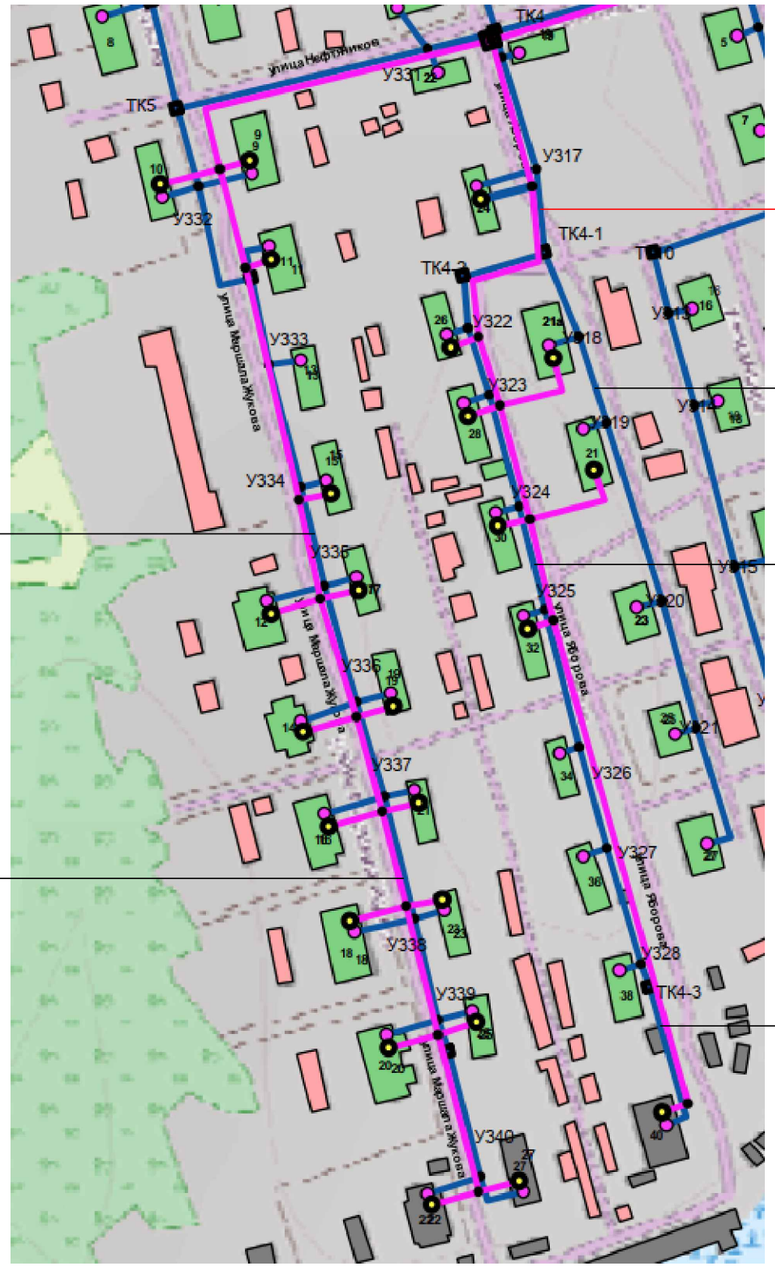
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.Р2		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия: П	Лист: 4
Инженер		Ракитин			02.21			Листов:
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК5 - Жукова, 27. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"	

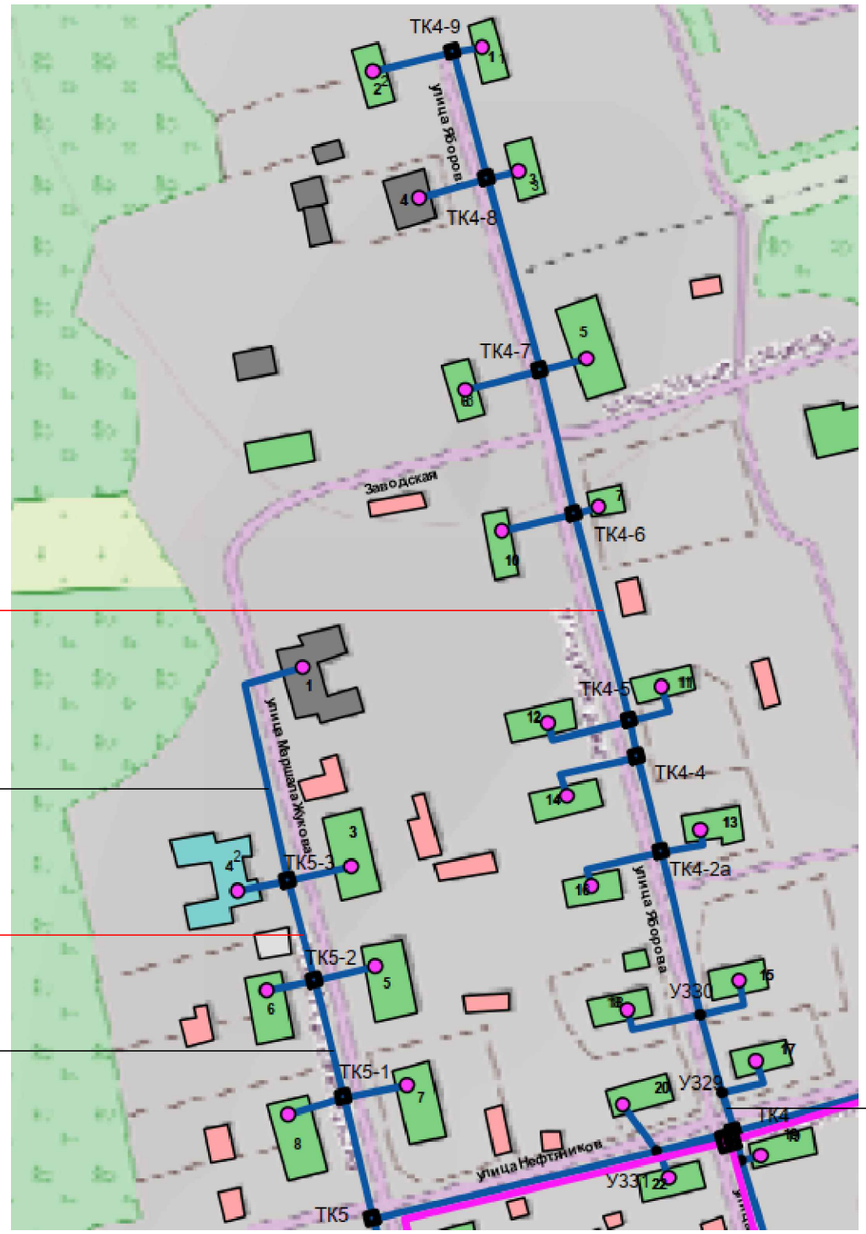
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



5,3
65-0,44-3,3
370,0

0,7
32-0,24-0,48
72,0

2,1
40-0,46-0,62
35,0

4,9
80-0,27-0,19
72,0

5,3
100-0,19-0,38
370,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р2			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	5	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК4 – ТК4-9. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №2 (отопление)

Таблица 2 (начало)

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная $l_{пр}=l+l_{экв}$, м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке $\Delta H=\Delta h l_{пр}$, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №2													
1	ТК4 - ТК4-9	П	5,3	100	108	4	370	111	481	0,19	0,40	190	0,190
		О	5,2	100	108	4	370	111	481	0,18	0,40	193	0,193
												∑	**0,383**
2	ТК5-2 - Жукова, 1	П	0,7	32	38	2,5	72	21,6	93,6	0,24	2,58	241	0,241
		О	0,7	32	38	2,5	72	21,6	93,6	0,23	2,60	244	0,244
												∑	**0,485**
3	ТК5-2 - ТК5-3	П	2,1	80	89	3,5	35	10,5	45,5	0,11	0,21	10	0,010
		О	2,0	80	89	3,5	35	10,5	45,5	0,11	0,22	10	0,010
												∑	**0,019**
4	ТК5-2 - ТК5	П	4,9	80	89	3,5	72	21,6	93,6	0,27	1,03	96	0,096
		О	4,8	80	89	3,5	72	21,6	93,6	0,26	1,04	97	0,097
												∑	**0,193**
5	Яборова, 34 - Яборова, 40	П	1,7	50	57	3,5	155	46,5	201,5	0,24	1,45	292	0,292
		О	1,6	50	57	3,5	155	46,5	201,5	0,23	1,47	295	0,295
												∑	**0,588**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №2 (отопление)

Таблица 2 (продолжение)

6	Яборова, 34 - ТК4-1	П	4,3	80	89	3,5	204	61,2	265,2	0,24	0,81	216	0,216
		О	4,2	80	89	3,5	204	61,2	265,2	0,23	0,82	218	0,218
												∑	**0,434**
7	ТК4 - ТК4-1	П	5,3	100	108	4	88	26,4	114,4	0,19	0,40	46	0,046
		О	5,3	100	108	4	88	26,4	114,4	0,19	0,41	47	0,047
												∑	**0,093**
8	Жукова, 19-27	П	5,8	80	89	3,5	205	61,5	266,5	0,32	1,45	387	0,387
		О	5,7	80	89	3,5	205	61,5	266,5	0,32	1,46	389	0,389
												∑	**0,776**
9	ТК5 - Жукова, 19	П	10,7	100	108	4	158	47,4	205,4	0,38	1,50	309	0,309
		О	10,5	100	108	4	158	47,4	205,4	0,37	1,50	309	0,309
												∑	**0,617**
10	ТК4-1 - Яборова, 27	П	6,5	80	89	3,5	243	72,9	315,9	0,36	1,81	573	0,573
		О	6,4	80	89	3,5	243	72,9	315,9	0,36	1,82	574	0,574
												∑	**1,147**
11	ТК2-2 - ТК2-4	П	6,8	80	89	3,5	90	27	117	0,37	1,93	226	0,226
		О	6,7	80	89	3,5	90	27	117	0,37	1,93	226	0,226
												∑	**0,452**
12	ТК2 - ТК2-2	П	29,1	150	159	4,5	217	65,1	282,1	0,46	1,29	365	0,365
		О	28,6	150	159	4,5	217	65,1	282,1	0,45	1,29	364	0,364
												∑	**0,729**
13	ТК14 - ТК15	П	10,1	100	108	4	52	15,6	67,6	0,36	1,34	91	0,091
		О	9,9	100	108	4	52	15,6	67,6	0,35	1,34	91	0,091
												∑	**0,182**
14	ТК14 - Кот. №2	П	28,1	150	159	4,5	140	42	182	0,44	1,21	221	0,221
		О	27,7	150	159	4,5	140	42	182	0,43	1,21	220	0,220
												∑	**0,441**
15	ТК16-1 - ТК17а	П	10,5	80	89	3,5	150	45	195	0,58	4,53	883	0,883
		О	10,4	80	89	3,5	150	45	195	0,57	4,49	876	0,876
												∑	**1,759**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №2 (отопление)

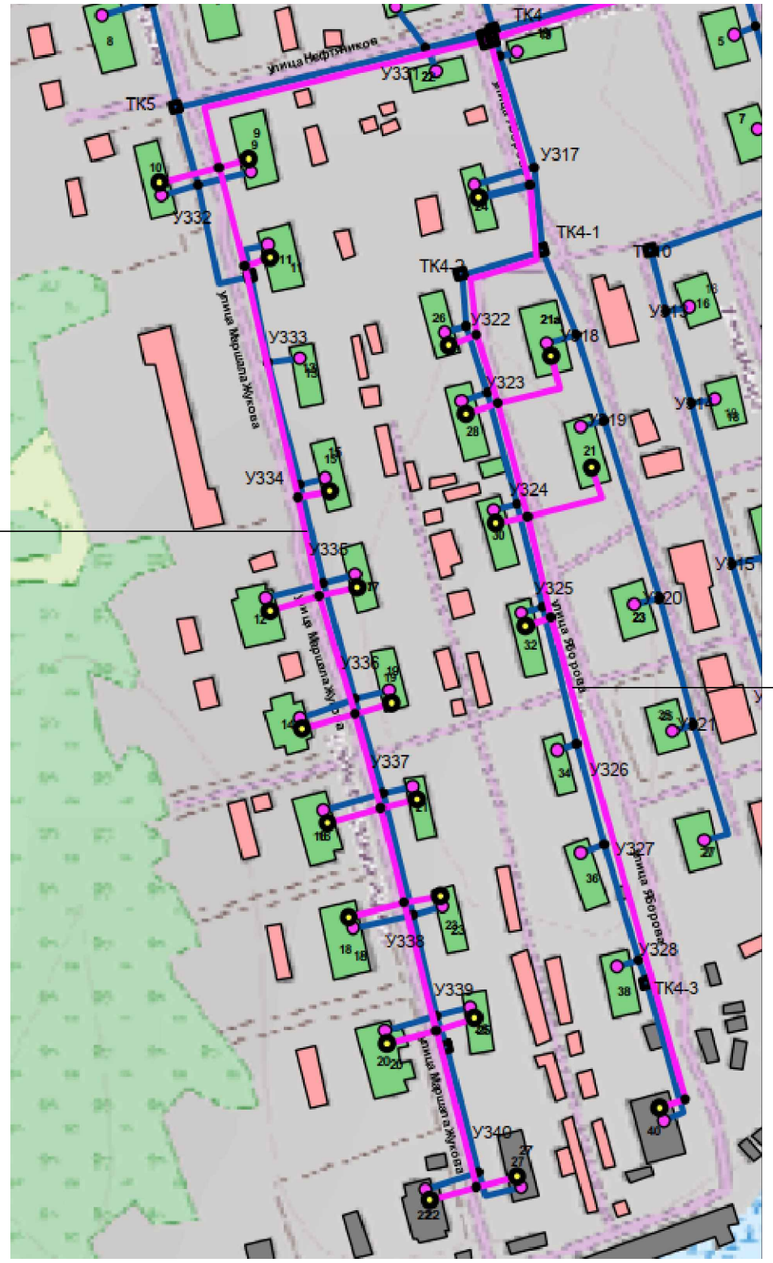
Таблица 2 (продолжение)

16	Нефтянников, 26а-1-3	П	0,6	50	57	3,5	70	21	91	0,08	0,20	19	0,019
		О	0,6	50	57	3,5	70	21	91	0,08	0,21	19	0,019
												∑	**0,038**
17	У26 - У28	П	1,9	50	57	3,5	70	21	91	0,26	1,80	163	0,163
		О	1,8	50	57	3,5	70	21	91	0,26	1,81	165	0,165
												∑	**0,328**
18	У25 - У27	П	6,4	80	89	3,5	30	9	39	0,35	1,73	68	0,068
		О	6,3	80	89	3,5	30	9	39	0,35	1,73	68	0,068
												∑	**0,135**
19	Котельная №2 - Нефтяников, 8	П	15,4	100	108	4	212	63,6	275,6	0,55	3,03	835	0,835
		О	15,2	100	108	4	212	63,6	275,6	0,54	3,01	829	0,829
												∑	**1,665**
20	ТК3 - У115	П	2,4	50	57	3,5	340	102	442	0,34	2,94	1298	1,298
		О	2,4	50	57	3,5	340	102	442	0,34	2,94	1301	1,301
												∑	**2,599**
21	ТК4 - 8 Марта, 3а	П	0,2	32	38	2,5	250	75	325	0,07	0,26	83	0,083
		О	0,2	32	38	2,5	250	75	325	0,07	0,27	86	0,086
												∑	**0,170**
22	У19 - У110	П	0,6	32	38	2,5	130	39	169	0,21	1,96	332	0,332
		О	0,6	32	38	2,5	130	39	169	0,20	1,99	336	0,336
												∑	**0,668**
23	У19 - ТК1	П	0,9	50	57	3,5	390	117	507	0,13	0,50	252	0,252
		О	0,9	50	57	3,5	390	117	507	0,13	0,51	258	0,258
												∑	**0,510**
24	ТК3 - ТК2	П	6,9	100	108	4	160	48	208	0,24	0,64	134	0,134
		О	6,8	100	108	4	160	48	208	0,24	0,65	135	0,135
												∑	**0,269**
25	У15 - ТК16-3	П	11,0	100	108	4	803	240,9	1043,9	0,39	1,57	1637	1,637
		О	10,8	100	108	4	803	240,9	1043,9	0,38	1,57	1636	1,636
												∑	**3,273**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №2 (отопление)

Таблица 2 (продолжение)

26	ТК2 - Нефтяников, 24	П	4,5	65	76	3,5	65	19,5	84,5	0,38	2,57	217	0,217
		О	4,5	65	76	3,5	65	19,5	84,5	0,37	2,57	217	0,217
												∑	**0,434**
27	ТК8 - Яборова, 24	П	2,2	50	57	3,5	340	102	442	0,32	2,52	1114	1,114
		О	2,2	50	57	3,5	340	102	442	0,31	2,53	1118	1,118
												∑	**2,233**
28	ТК3 - ТК9а	П	3,3	100	108	4	320	96	416	0,12	0,16	66	0,066
		О	3,2	100	108	4	320	96	416	0,11	0,16	68	0,068
												∑	**0,135**
29	ТК2 - ТК1	П	85,2	200	219	6	230	69	299	0,75	2,38	711	0,711
		О	83,8	200	219	6	230	69	299	0,74	2,35	702	0,702
												∑	**1,413**
30	Котельная №2 - У11	П	50,5	150	219	6	36	10,8	46,8	0,79	3,77	177	0,177
		О	49,7	150	219	6	36	10,8	46,8	0,78	3,72	174	0,174
												∑	**0,351**



5,3
80-0,29-1,7
550,0

2,7
50-0,38-4,1
450,0

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р2			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	1	4
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. ТК4 - Жукова, 27. Фактическая. ГВС	ООО "ПрофПартнер"		

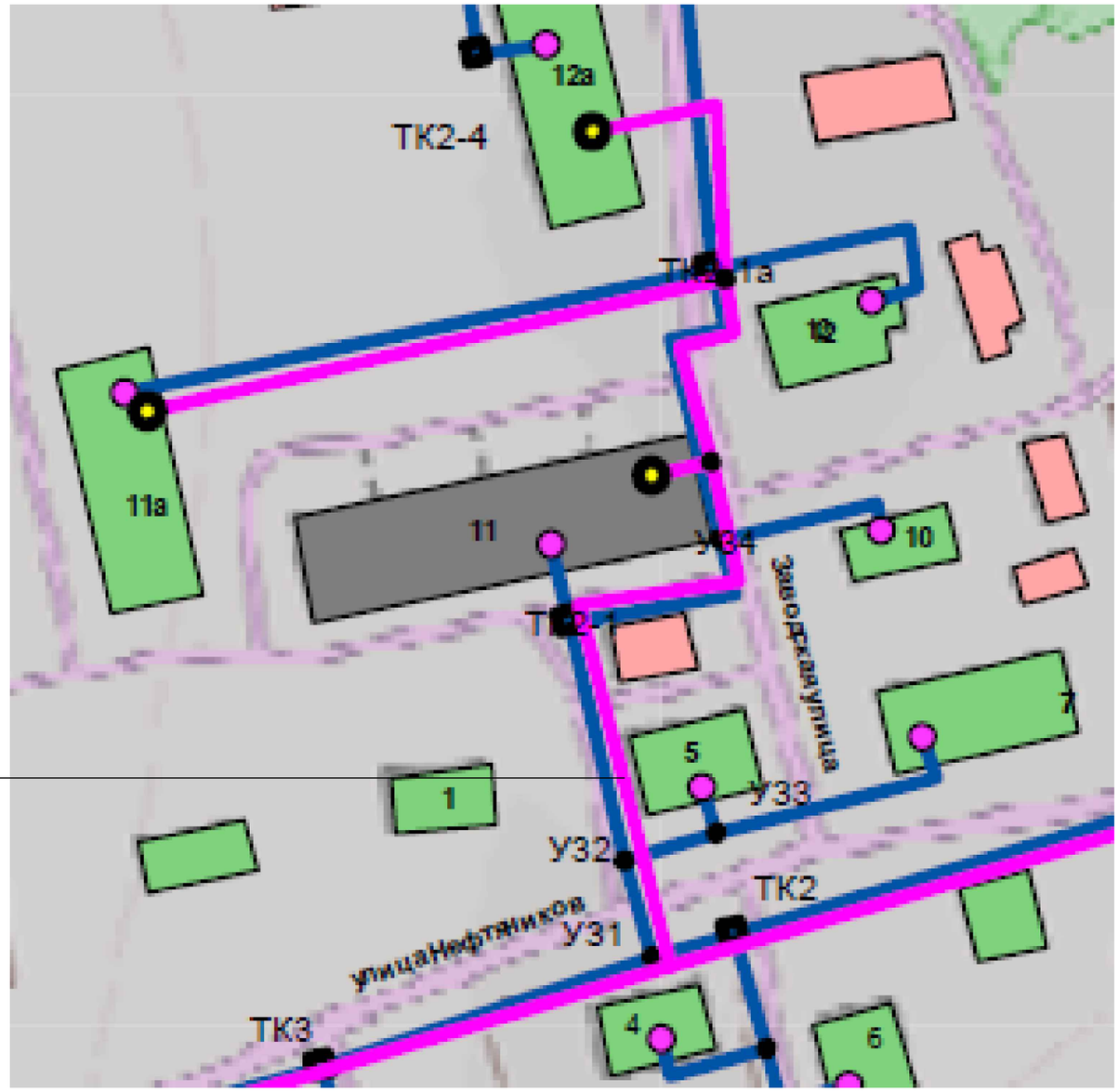
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



1,6
50-0,23-0,6
170,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.Р2		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия: П	Лист: 2	Листов:
Инженер		Ракитин			02.21				
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. УЗ1 - Нефтяников, 11а. Фактическая. ГВС	ООО "ПрофПартнер"		

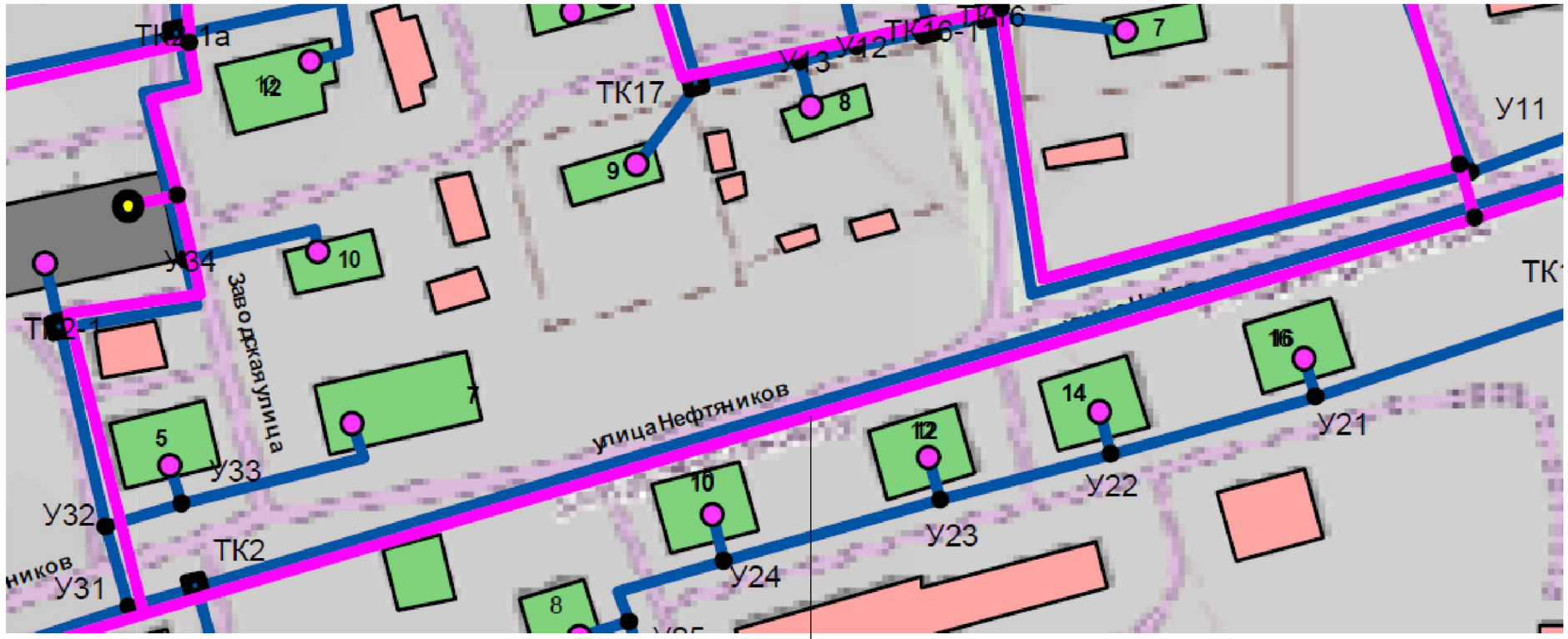
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



9,5
80-0,53-2,0
205,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Согласовано

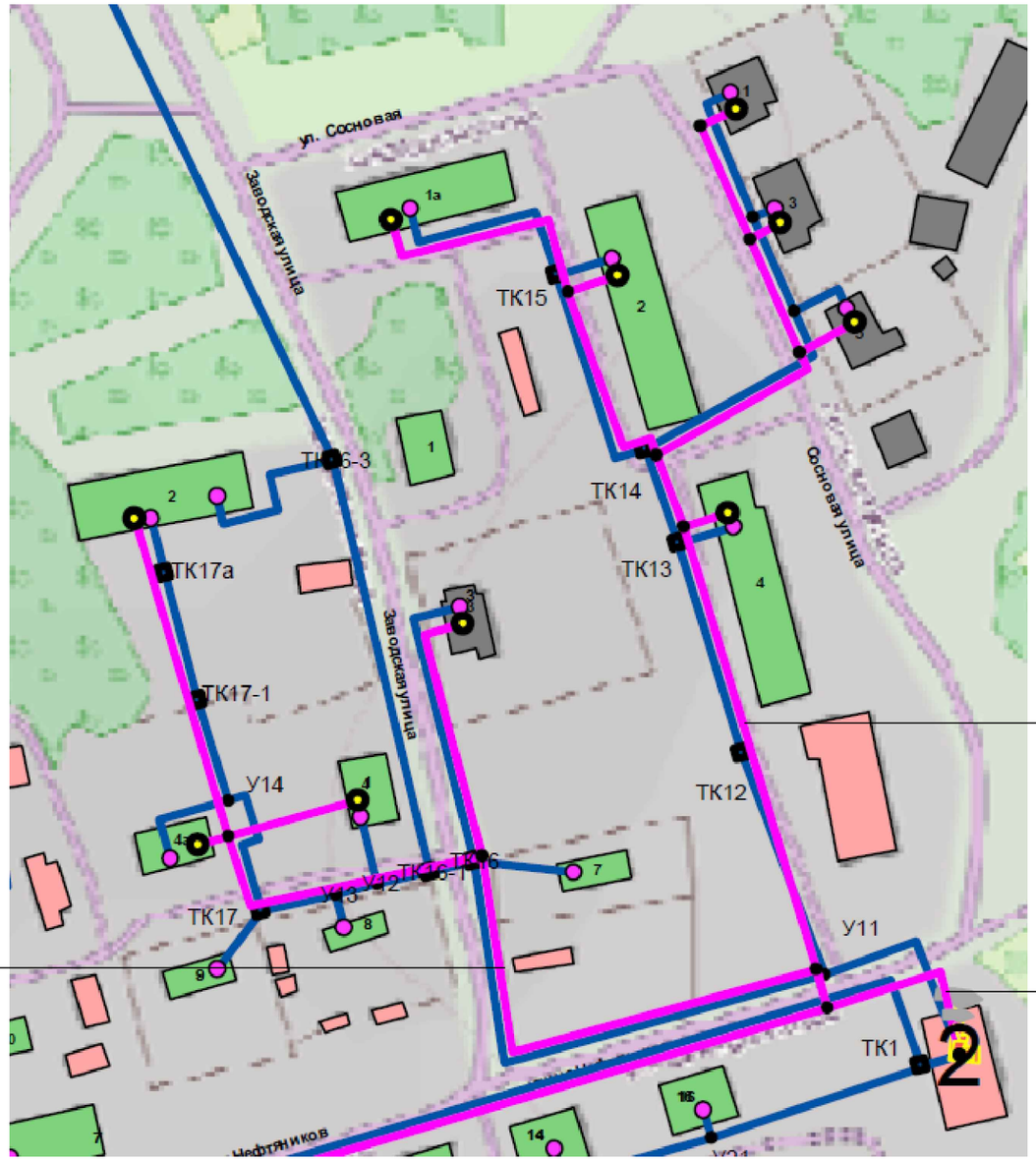
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р2			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	3	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. У31 - У11. Фактическая. ГВС	ООО "ПрофПартнер"		

Формат А3



5,3
100-0,16-0,25
360,0

1,5
50-0,22-0,9
260,0

16,4
100-0,58-0,3
32,0

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.Р2		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия: П	Лист: 4	Листов:
Инженер		Ракитин			02.21				
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №2. У31 - Сосновая, 1. Фактическая. ГВС	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №2 (ГВС)

Таблица 2 (продолжение)

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная lпр.=l+lэкв., м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке ΔH=Δhlпр, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №2 (ГВС)													
1	ТК4 - Жукова, 27	П	5,3	80	89	3,5	550	165	715	0,29	1,21	867	0,867
		О	5,2	80	89	3,5	550	165	715	0,29	1,22	872	0,872
												∑	**1,739**
2	ТК4 - Яборова, 40	П	2,7	50	57	3,5	450	135	585	0,38	3,50	2045	2,045
		О	2,6	50	57	3,5	450	135	585	0,37	3,50	2045	2,045
												∑	**4,090**
3	У31 - Нефтяников, 11а	П	1,6	50	57	3,5	170	51	221	0,23	1,32	293	0,293
		О	1,6	50	57	3,5	170	51	221	0,22	1,34	296	0,296
												∑	**0,589**
4	У31 - У11	П	9,5	80	57	3,5	205	61,5	266,5	0,53	3,74	997	0,997
		О	9,4	80	57	3,5	205	61,5	266,5	0,52	3,72	991	0,991
												∑	**1,988**
5	Кот. 2 - Сосновая, 1	П	5,3	100	57	3,5	360	108	468	0,19	0,40	185	0,185
		О	5,2	100	57	3,5	360	108	468	0,18	0,40	188	0,188
												∑	**0,373**

Гидравлический расчет оптимизированной тепловой сети от котельной №2

Таблица 3

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная $l_{пр}=l+l_{экв.}$, м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке $\Delta H=\Delta h l_{пр}$, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №2													
1	ТК4 - ТК4-9	П	5,3	65	108	4	370	111	481	0,44	3,48	1673	1,673
		О	5,2	65	108	4	370	111	481	0,44	3,47	1668	1,668
												∑	**3,341**
2	ТК5-2 - ТК5-3	П	2,1	40	89	3,5	35	10,5	45,5	0,46	6,82	310	0,310
		О	2,0	40	89	3,5	35	10,5	45,5	0,45	6,79	309	0,309
												∑	**0,620**
3	ТК4 - ТК4-1	П	5,3	50	108	4	88	26,4	114,4	0,76	13,56	1551	1,551
		О	5,3	50	108	4	88	26,4	114,4	0,74	13,38	1531	1,531
												∑	**3,082**
4	ТК2 - ТК2-2	П	29,1	100	159	4,5	217	65,1	282,1	1,03	10,39	2932	2,932
		О	28,6	100	159	4,5	217	65,1	282,1	1,01	10,22	2882	2,882
												∑	**5,814**
5	ТК14 - ТК15	П	10,1	80	108	4	52	15,6	67,6	0,56	4,19	283	0,283
		О	9,9	80	108	4	52	15,6	67,6	0,55	4,15	281	0,281
												∑	**0,564**
6	ТК14 - Кот. №2	П	28,1	100	159	4,5	140	42	182	0,99	9,74	1772	1,772
		О	27,7	100	159	4,5	140	42	182	0,98	9,58	1743	1,743
												∑	**3,515**
7	Нефтянников, 26а-1-3	П	0,6	32	57	3,5	70	21	91	0,20	1,86	169	0,169
		О	0,6	32	57	3,5	70	21	91	0,20	1,88	171	0,171
												∑	**0,341**
8	У26 - У28	П	1,9	40	57	3,5	70	21	91	0,41	5,56	506	0,506
		О	1,8	40	57	3,5	70	21	91	0,41	5,55	505	0,505
												∑	**1,011**
9	У25 - У27	П	6,4	50	57	3,5	30	9	39	0,90	19,21	749	0,749
		О	6,3	50	57	3,5	30	9	39	0,89	18,92	738	0,738
												∑	**1,487**
10	Котельная №2 - Нефтянников, 8	П	15,4	80	89	3,5	212	63,6	275,6	0,85	9,54	2629	2,629
		О	15,2	80	89	3,5	212	63,6	275,6	0,84	9,40	2591	2,591
												∑	**5,220**
11	ТК3 - ТК9а	П	3,3	80	89	3,5	320	96	416	0,18	0,48	201	0,201
		О	3,2	80	89	3,5	320	96	416	0,18	0,49	204	0,204
												∑	**0,405**
12	ТК2 - ТК1	П	85,2	150	159	4,5	230	69	299	1,34	10,52	3145	3,145
		О	83,8	150	159	4,5	230	69	299	1,32	10,31	3082	3,082
												∑	**6,227**
13	Котельная №2 - У11	П	50,5	125	133	4,5	36	10,8	46,8	1,14	9,68	453	0,453
		О	49,7	125	133	4,5	36	10,8	46,8	1,12	9,50	445	0,445
												∑	**0,898**

Таблица 4

Сводная таблица оптимизационного расчета

№ п/п	Наименование участка по схеме	Характеристика трубы		Длина трубопровода по плану L, м	Длина трубопровода подача+обратка, м
		Диаметр условного прохода фактический	Диаметр условного прохода оптимизированный		
		Ду, мм	Ду, мм		
1	2	3	4	6	7
1	Котельная №2 - У11	150	125	36	72
2	ТК2 - ТК1	200	150	230	460
3	ТК3 - ТК9а	100	80	320	640
4	Котельная №2 - Нефтяников, 8	100	80	212	424
5	У25 - У27	80	50	30	60
6	У26 - У28	50	40	70	140
7	Нефтянников, 26а-1-3	50	32	70	140
8	ТК14 - Кот. №2	150	100	140	280
9	ТК14 - ТК15	100	80	52	104
10	ТК2 - ТК2-2	150	100	217	434
11	ТК4 - ТК4-1	100	50	88	176
12	ТК5-2 - ТК5-3	80	40	35	70
13	ТК4 - ТК4-9	100	65	370	740

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ПРОФПАРТНЕР"

П-179-12122012 от 20.11.2020 №14

Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Тепловые сети

Расчетная часть

620/21-ИОС4.1.РЗ

Пермь, 2021

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ПРОФПАРТНЕР"

П-179-12122012 от 20.11.2020 №14

Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Тепловые сети

Расчетная часть

620/21-ИОС4.1.РЗ

Главный инженер проекта Мехоношин

Изм.	N док.	Подп.	Дата

Пермь, 2021

Содержание (начало)

Обозначение	Наименование	Примечание (стр.)
620/21-ИОС4.1.РЗ.С	Содержание	3
620/21-ИОС4.1.РЗ	Гидравлический расчет тепловых сетей	5
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №3. Кот. №3 – ТК-6. Фактическая. Отопление	10
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №3. ТК12 – ТК15. Фактическая. Отопление	11
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №3. Кот. №3 – ТК-6. Оптимизация. Отопление	12
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №3. ТК12 – ТК15. Оптимизация. Отопление	13
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №3. Кот. №3 – ТК-8. Фактическая. ГВС	14
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №3. ТК17 – ТК17-3. Фактическая. ГВС	15

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.РЗ.С		
ГИП		Мехоношин			03.21	Содержание	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			03.21		П	1	2
Н. контр.		Мехоношин			03.21		ООО "ПрофПартнер"		

Формат А4

Содержание (окончание)

Обозначение	Наименование	Примечание (стр.)
620/21-ИОС4.1.РЗ	Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №3, Табл. 3.1	16
	Гидравлический расчет оптимизированной тепловой сети от котельной №3. Табл. 3.2	18
	Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №3 (ГВС), Табл. 3.3	19
	Сводная таблица оптимизационного расчета	20

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	620/21-ИОС4.1.РЗ.С	Лист 2

Формат А4

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Цель выполнения гидравлического расчета системы теплоснабжения от котельной №3 на территории Красновишерского городского округа – обеспечение требуемого тепло-гидравлического режима работы системы теплоснабжения при условии оптимизации её схемы путем изменения диаметров участков теплосети и создания дополнительных перемычек.

Задачи расчета:

– определить расчетные расходы и скорости теплоносителя в подающих и обратных трубопроводах тепловой сети в соответствии с фактическими диаметрами и длинами представленных участков по существующим потребителям;

– выполнить расчет гидравлических потерь участков тепловой сети с учетом фактических максимальных часовых нагрузок на отопление и средних часовых нагрузок на ГВС;

– оптимизировать схему теплоснабжения.

Для достижения поставленной цели проведен анализ представленных исходных данных, проведена стратификация проблемы и декомпозиция системы теплоснабжения (разбиение общей схемы теплоснабжения г. Красновишерск на подсистемы с разработкой расчетных схем по каждой подсистеме).

На основании разработанных расчетных схем выполнен гидравлический расчет участков тепловой сети по методике, предложенной в [1].

Потери давления на трение (линейные потери) определяются по формуле Дарси

$$\Delta p_л = \lambda \frac{l}{d} \frac{w^2}{2} \rho,$$

где $\Delta p_л$ — потери давления на трение (линейные), Па; λ — коэффициент трения; l, d— длина и диаметр участка трубопровода, м, w — скорость потока, м/с; ρ — плотность теплоносителя, кг/м3.

Коэффициент трения зависит от режима движения жидкости, характера шероховатости внутренней поверхности трубы и высоты выступов шероховатости kэ.

Движение теплоносителя в водяных сетях характеризуется турбулентным режимом. При относительно небольших значениях числа Рейнольдса ($2300 \leq Re \leq 10d/ kэ$) пристенный ламинарный слой закрывает выступы шероховатости и в результате создается режим гидравлически гладких труб. Такой режим создается почти при всех значениях относительной шероховатости k/d, за

исключением очень больших. При этом режиме в трубах с шероховатой внутренней поверхностью наблюдается турбулентное течение с сопротивлением, зависящим от вязкости жидкости. Этот режим описывается формулой Блазиуса:

$$\lambda = 0,3164/\mathrm{Re}^{0,25}$$

Рассмотренные режимы движения относятся к переходному турбулентному режиму. Установившийся турбулентный режим характеризуется квадратичным законом сопротивления, когда сопротивление обусловлено наличием инерционных сил и не зависит от вязкости жидкости. Коэффициент трения для этого режима рассчитывается по формуле Б. Л. Шифринсона:

$$\lambda = 0,11\ (k_э/d)^{0,25}$$

При расчете трубопроводов тепловых сетей потери в местных сопротивлениях учитываются через эквивалентные им длины *lэ*.

Потери давления на участке тепловой сети с учетом *lэ* рассчитываются как

$$\Delta p = \Delta p_л + \Delta p_{м.с} = \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l + \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l_э = \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ (l + l_э)$$

$$= \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l_{пр} = \Delta p_л\ \frac{l + l_э}{l} = \Delta p_л\ (1 + \alpha).$$

Здесь

$$l_{пр} = l + l_э = l\ (1 + \alpha),$$

Гидравлический расчет существующей тепловой сети выполнен на основании данных, приведенных в:

1. Приложении 1 «Схема теплоснабжения г. Красновишерск».
2. Приложении 2 «Список потребителей с расчётом полезного отпуска т/энергии от котельной №11».
3. Приложении 3 «Расчет отпуска тепловой энергии для населения»
4. Приложении 4 «Таблица исходных данных по характеристике участков тепловых сетей от котельной №11 на балансе ЭСО».

Оптимизация гидравлических режимов системы теплоснабжения

Существующие в настоящее время предложения относительно оптимальной скорости движения воды в трубопроводах систем теплоснабжения (до 3 м/с) и допустимых удельных потерях давления R (до 80 Па/м) [1] основаны главным образом на технико-экономических расчетах. Они учитывают, что с ростом скорости уменьшаются сечения трубопроводов и снижается объем теплоизоляции, т.е. сокращаются капиталовложения в устройство сети, но одновременно увеличиваются

эксплуатационные затраты на перекачку воды из-за роста гидравлического сопротивления, и наоборот. Тогда оптимальная скорость соответствует минимуму приведенных затрат за расчетный срок амортизации системы.

В условиях рыночной экономики обязательно следует принимать во внимание дисконтирование эксплуатационных издержек Э (руб./год) и капитальных затрат К (руб.). В этом случае формула для вычисления совокупных дисконтированных затрат (СДЗ), при использовании заемных средств, приобретает следующий вид [2]:

$$СДЗ=К\beta_1+Э\beta_2, \text{ руб.}, \qquad (1)$$

где: $\beta_1=(1+p/100)^T$; $\beta_2=[(1+p/100)^T-1]\cdot 100/p$.

В данном случае – коэффициенты дисконтирования капитальных и эксплуатационных затрат, вычисляемые в зависимости от расчетного срока амортизации Т (лет), и нормы дисконта р. Последняя учитывает уровень инфляции и рисков капиталовложений, т.е., в конечном счете, степень нестабильности экономики и характер изменения текущих тарифов, и определяется обычно методом экспертных оценок [2]. В первом приближении величина р соответствует годовому проценту за банковский кредит. На практике ее можно принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ РФ. Начиная с 15 января 2004 г., она равна 14% годовых.

Минимум СДЗ с учетом дисконтирования будет соответствовать такому же уровню скорости воды и удельных потерь, которые рекомендуются в литературе [1].

Оптимальная скорость движения воды:

$$v_{опт}=0{,}22\sqrt[3]{\frac{K_{ти}C_D\beta_1\sqrt[4]{D}}{C_{эл}\beta_2}}, \text{ м/с}. \qquad (2)$$

Здесь Kти – коэффициент удорожания трубопроводов за счет наличия теплоизоляции. При применении отечественных материалов типа минераловатных матов можно принять Kти = 1,3. Параметр CD представляет собой удельную стоимость одного метра трубопровода (руб./м2), отнесенную к внутреннему диаметру D (м). Поскольку в прайс-листах обычно указывается цена в рублях за тонну металла См, пересчет необходимо производить по очевидному соотношению $C_D=\pi\rho C_м\delta\cdot 10^{-3}=0{,}0245C_м\delta$, где – толщина стенки трубопровода (мм), =7,8 т/м3 – плотность материала трубопроводов. Величина Сэл соответствует тарифу на электроэнергию. По данным ОАО «Мосэнерго» на первую половину 2004 г. для коммунальных потребителей Сэл= 1,1723 руб./кВтч.

Формула (2) получена из условия d(СДЗ)/dv=0. Определение эксплуатационных затрат производилось с учетом того, что эквивалентная шероховатость стенок трубопроводов равна 0,5

мм [3], а КПД сетевых насосов составляет около 0,8. Плотность воды ρw считалась равной 920 кг/м3 для характерного диапазона температур в тепловой сети. Кроме того, предполагалось, что циркуляция в сети осуществляется круглогодично, что вполне оправданно, исходя из нужд горячего водоснабжения.

Анализ формулы (1) показывает, что для больших сроков амортизации T (10 лет и выше), характерных для тепловых сетей, отношение коэффициентов дисконтирования практически равно своему предельному минимальному значению p/100. В этом случае выражение (2) дает наименьшую экономически целесообразную скорость воды, соответствующую условию, когда годовой процент за кредит, взятый на строительство, равен годовой прибыли от снижения эксплуатационных издержек, т.е. при бесконечном сроке окупаемости. При конечном сроке оптимальная скорость будет выше. Но в любом случае эта скорость будет превышать вычисленную без учета дисконтирования, поскольку тогда, как легко убедиться, а в современных условиях пока получается 1/T< p/100.

Значения оптимальной скорости воды и соответствующие им целесообразные удельные потери давления, вычисленные по выражению (2) при среднем уровне CD и предельном соотношении, приведены на рис.1. Представлено соотношение непосредственно между G и D. Для среднего уровня CD оно приведено на рис. 2.

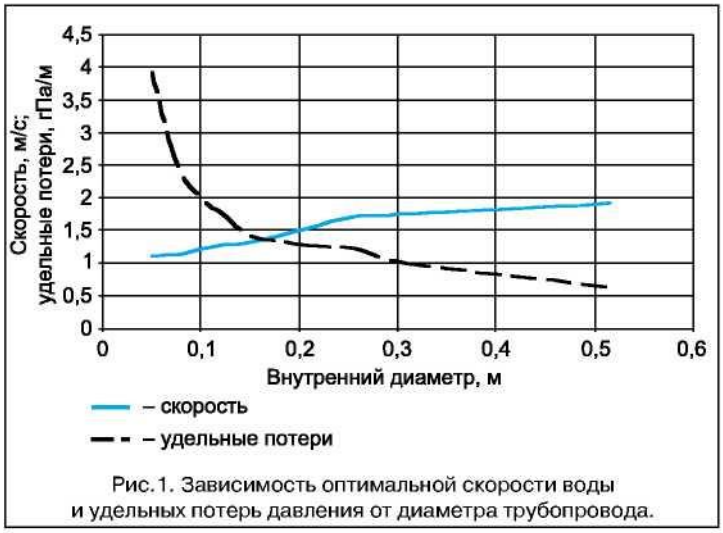


Рис.1. Зависимость оптимальной скорости воды и удельных потерь давления от диаметра трубопровода.

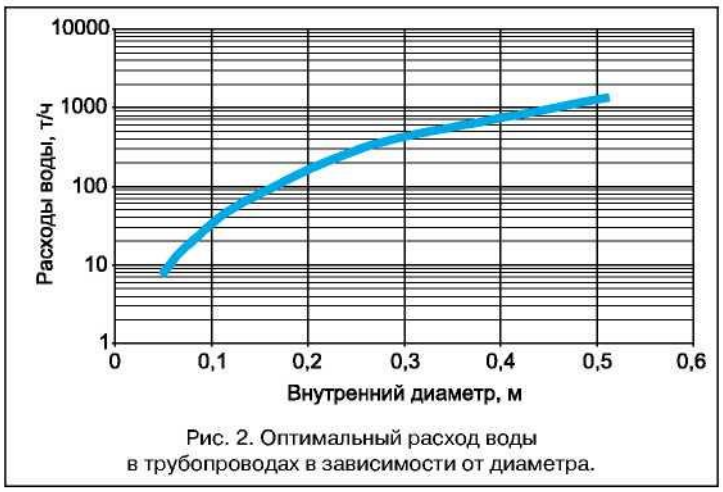


Рис. 2. Оптимальный расход воды в трубопроводах в зависимости от диаметра.

Литература

1. А.А Ионин и др. Теплоснабжение. Учебник для вузов. – М.: Стройиздат, 1982, 336 с.

2. В.Г.Гагарин. Критерий окупаемости затрат на повышение теплозащиты ограждающих конструкций зданий в различных странах. Сб. докл. конф. НИИСФ, 2001, с. 43 – 63.

11,0
150-0,17-0,3
545,0

22,3
150-0,35-0,2
545,0

20,5
150-0,3-0,2
106,0

12,2
80-0,7-1,9
120,0

8,2
80-0,46-0,8
110,0

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.РЗ		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
						Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Механошин			02.21		П	1	2
Инженер		Ракитин			02.21				
						Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №3. Кот. №3 - ТК-6. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		
Н. контр.		Механошин			02.21				

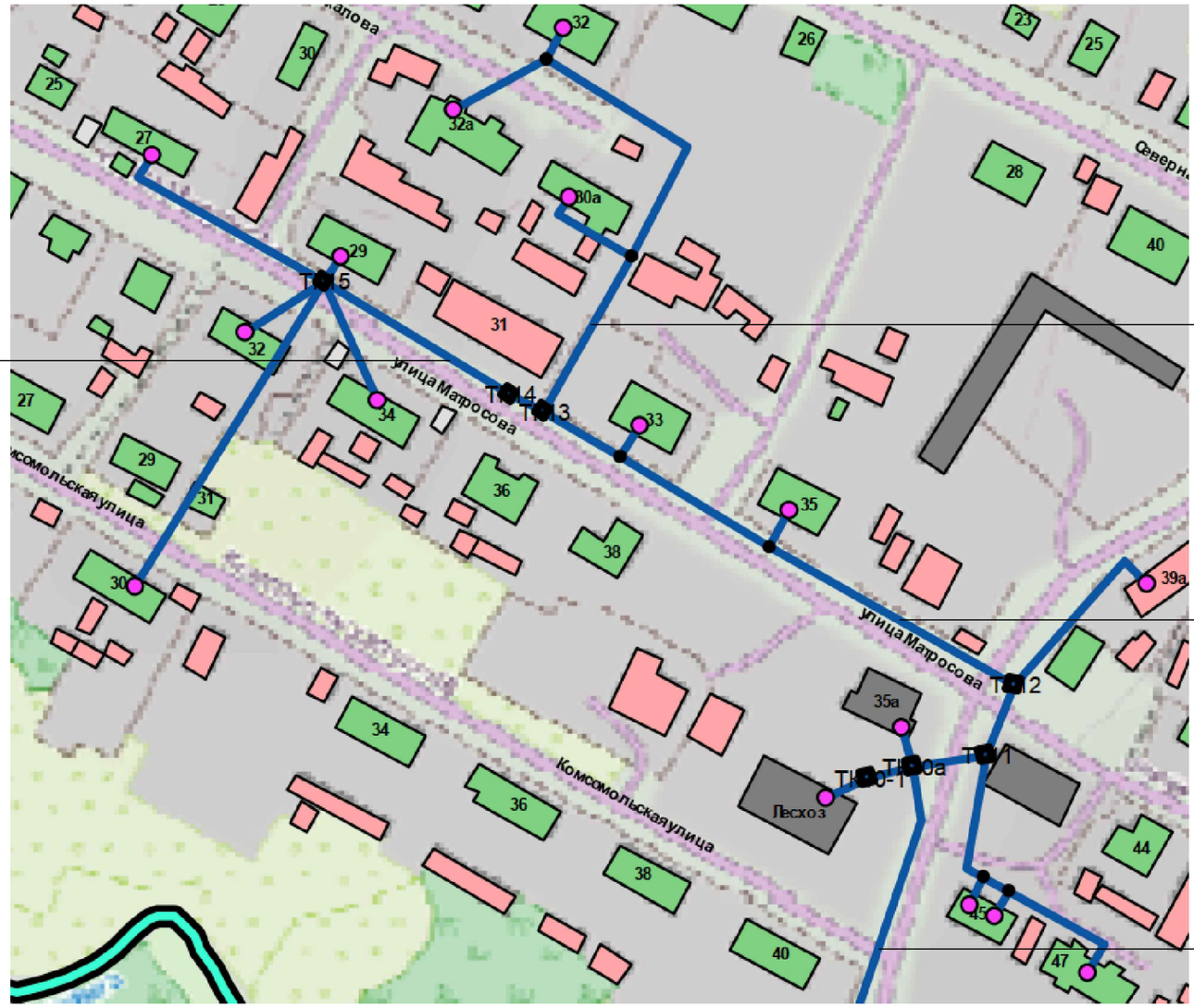
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч.	–	Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	–	Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	–	Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.РЗ			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	2	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №3. ТК12 – ТК15. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

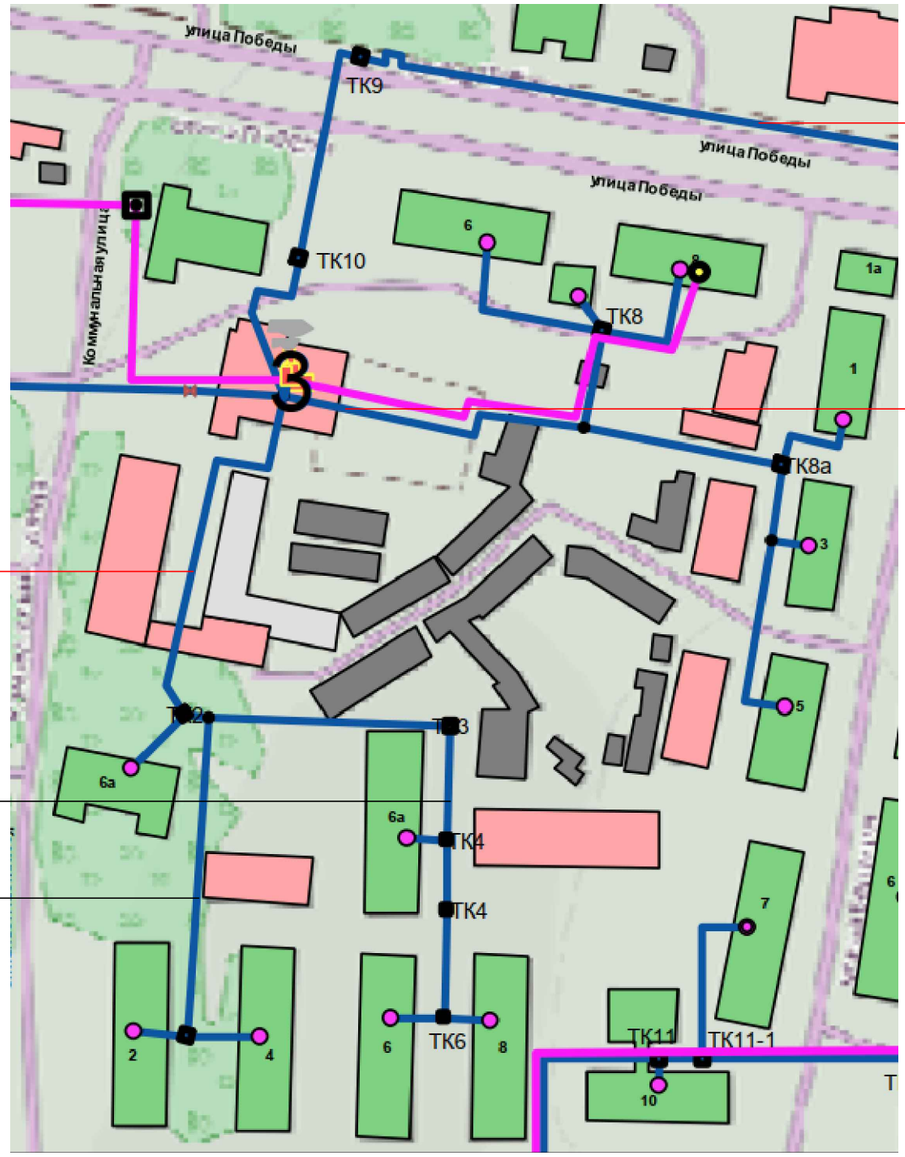
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



11,0
80-0,6-7,0
545,0

22,3
100-0,79-1,9
120,0

20,5
100-0,72-1,4
106,0

12,2
80-0,7-1,9
120,0

8,2
80-0,46-0,8
110,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.РЗ		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия: П	Лист: 1 / Листов: 2
Инженер		Ракитин			02.21			
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №3. Кот. №3 - ТК-6. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"	

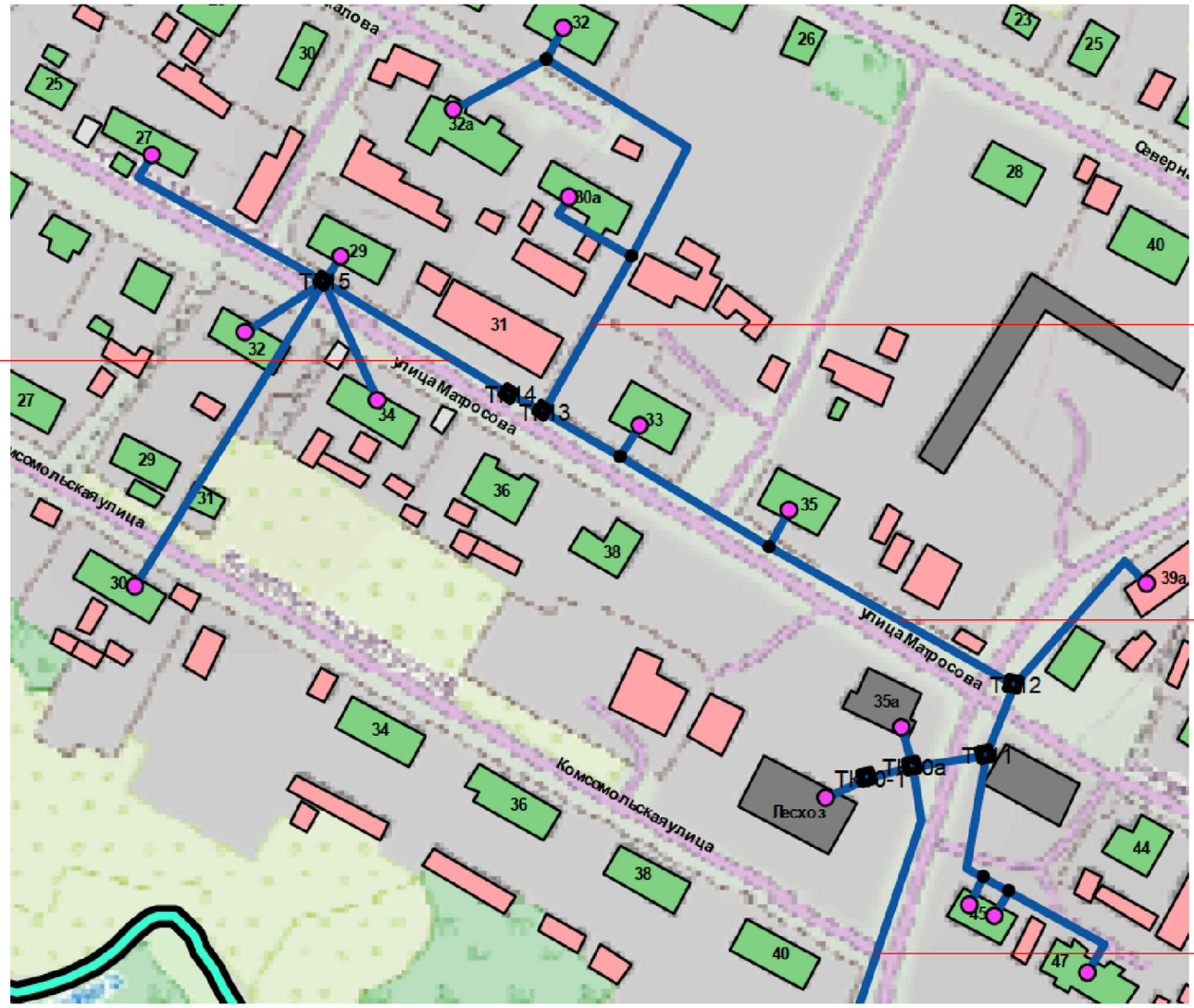
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.РЗ		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия: П	Лист: 2
Инженер		Ракитин			02.21			Листов:
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №3. ТК12 - ТК15. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"	

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

19,1
100-0,7-8,7
740,0

0,6
32-0,22-0,8
135,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.РЗ			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	1	2
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №3. Кот. №3 - ТК-8. Фактическая. ГВС	ООО "ПрофПартнер"		

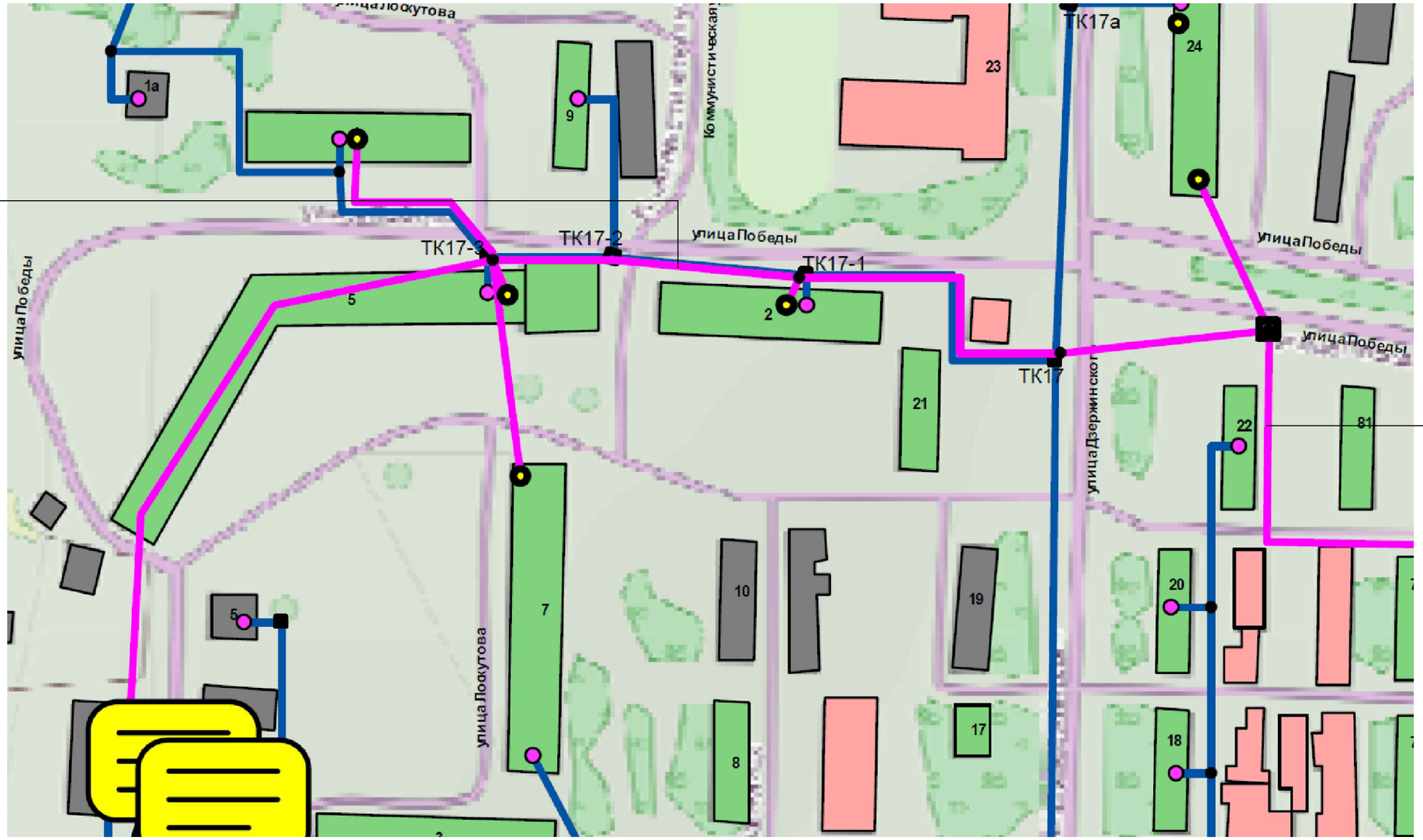
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.РЗ		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
							П	1	2
ГИП		Механошин			02.21				
Инженер		Ракитин			02.21				
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №3. ТК17 - ТК17-3. Фактическая. ГВС	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №3

Таблица 3.1 (начало)

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная $l_{пр}=l+l_{экв.}$, м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке $\Delta H=\Delta h l_{пр}$, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №3 (Отопление)													
1	ТК 2 - ул.Куйбышева,2;4	П	8,2	80	89	3,5	110	33	143	0,46	2,82	404	0,404
			8,1	80	89	3,5	110	33	143	0,45	2,81	402	0,402
												∑	**0,806**
2	ТК3 - ул.Куйбышева,6;8	П	12,2	80	89	3,5	120	36	156	0,68	6,06	945	0,945
		О	12,0	80	89	3,5	120	36	156	0,67	5,99	935	0,935
												∑	**1,881**
3	Котельная №3 - ТК2	П	20,5	150	159	4	106	31,8	137,8	0,32	0,66	91	0,091
		О	20,1	150	159	4	106	31,8	137,8	0,32	0,66	91	0,091
												∑	**0,183**
4	Котельная №3 - ТК8а	П	22,3	150	159	4	120	36	156	0,35	0,78	122	0,122
		О	22,0	150	159	4	120	36	156	0,35	0,78	122	0,122
												∑	**0,244**
5	ТК13 - Чкалова, 32	П	2,0	65	76	3,5	130	39	169	0,17	0,54	92	0,092
		О	2,0	65	76	3,5	130	39	169	0,16	0,55	94	0,094
												∑	**0,186**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №3

Таблица 3.1 (окончание)

6	ТК13 - ТК15	П	1,7	65	76	3,5	60	18	78	0,15	0,43	33	0,033
		О	1,7	65	76	3,5	60	18	78	0,14	0,44	34	0,034
												∑	**0,067**
7	ТК13 - ТК10а	П	5,4	100	76	3,5	210	63	273	0,19	0,41	111	0,111
		О	5,3	100		3,5	210	63	273	0,19	0,41	113	0,113
												∑	**0,224**
8	Котельная №3 - ТК10а	П	11,0	150	89	3,5	545	163,5	708,5	0,17	0,20	145	0,145
		О	10,8	150	89	3,5	545	163,5	708,5	0,17	0,21	148	0,148
												∑	**0,293**

Гидравлический расчет оптимизированной тепловой сети от котельной №3

Таблица 3.2

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная lпр.=l+lэкв., м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке ΔH=Δhlпр, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №3 (Отопление)													
1	Котельная №3 - ТК2	П	20,5	100	108	4	106	31,8	137,8	0,72	5,24	722	0,722
		О	20,1	100	108	4	106	31,8	137,8	0,71	5,18	714	0,714
												∑	**1,436**
2	Котельная №3 - ТК8а	П	22,3	100	108	4	120	36	156	0,79	6,21	968	0,968
		О	22,0	100	108	4	120	36	156	0,78	6,12	955	0,955
												∑	**1,924**
3	ТК13 - Чкалова, 32	П	2,0	40	45	2,5	130	39	169	0,44	6,29	1063	1,063
		О	2,0	40	45	2,5	130	39	169	0,43	6,27	1059	1,059
												∑	**2,122**
4	ТК13 - ТК15	П	1,7	40	45	2,5	60	18	78	0,39	4,89	381	0,381
		О	1,7	40	45	2,5	60	18	78	0,38	4,88	381	0,381
												∑	**0,762**
5	ТК13 - ТК10а	П	5,4	65	76	3,5	210	63	273	0,45	3,58	977	0,977
		О	5,3	65	76	3,5	210	63	273	0,44	3,57	974	0,974
												∑	**1,951**
6	Котельная №3 - ТК10а	П	11,0	80	89	3,5	545	163,5	708,5	0,61	4,93	3493	3,493
		О	10,8	80	89	3,5	545	163,5	708,5	0,60	4,89	3461	3,461
												∑	**6,955**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №3 (ГВС)

Таблица 3.3

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная $l_{пр.}=l+l_{экв.}$, м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке $\Delta H=\Delta h l_{пр}$, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №3 (ГВС)													
1	ТК17-1 - ТК17-2	П	9,8	80	89	3,5	60	18	78	0,54	3,90	304	0,304
		О	9,6	80	89	3,5	60	18	78	0,53	3,88	302	0,302
												∑	**0,607**
2	ТК17-1 - Котельная №3	П	19,1	100	108	4	740	222	962	0,68	4,57	4394	4,394
		О	18,8	100	108	4	740	222	962	0,66	4,52	4346	4,346
												∑	**8,740**
3	Победы, 8 - Котельная №3	П	0,6	32	38	2,5	135	40,5	175,5	0,22	2,21	388	0,388
		О	0,6	32	38	2,5	135	40,5	175,5	0,22	2,24	393	0,393
												∑	**0,781**

Сводная таблица оптимизационного расчета

№ п/п	Наименование участка по схеме	Характеристика трубы		Длина трубопровода по плану L, м	Длина трубопровода подача+обратка, м
		Диаметр условного прохода фактический	Диаметр условного прохода оптимизированный		
		Ду, мм	Ду, мм		
1	2	3	4	5	6
1	Котельная №3 - ТК10а	150	80	545	1090
2	ТК13 - ТК10а	100	65	210	420
3	ТК13 - ТК15	65	40	60	120
4	ТК13 - Чкалова, 32	65	40	130	260
5	Котельная №3 - ТК8а	150	100	120	240
6	Котельная №3 - ТК2	150	100	106	212

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ПРОФПАРТНЕР"

П-179-12122012 от 20.11.2020 №14

Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Тепловые сети

Расчетная часть

620/21-ИОС4.1.РЗ

Пермь, 2021

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ПРОФПАРТНЕР"

П-179-12122012 от 20.11.2020 №14

Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Тепловые сети

Расчетная часть

620/21-ИОС4.1.РЗ

Главный инженер проекта Мехоношин

Изм.	N док.	Подп.	Дата

Пермь, 2021

Содержание (начало)

Обозначение	Наименование	Примечание (стр.)
620/21-ИОС4.1.Р5.С	Содержание	3
620/21-ИОС4.1.Р5	Гидравлический расчет тепловых сетей	5
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. Кот. ТК19 – Дзержинского, 10. Фактическая. Отопление	10
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. Кот. ТК19 – ТК18. Фактическая. Отопление	11
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. Кот. ТК18а – ТК18-1. Фактическая. Отопление	12
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. Кот. ТК17 – ТК16. Фактическая. Отопление	13
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. Кот. ТК17 – ТК17а. Фактическая. Отопление	14
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. Кот. ТК17 – ТК16. Оптимизация. Отопление	15
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. Кот. ТК16-1 – ТК16. Оптимизация. Отопление	16
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. Кот. ТК18а – ТК18-1. Оптимизация. Отопление	17
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. Кот. ТК19 – Дзержинского, 10. Оптимизация. Отопление	18

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р5.С		
ГИП		Мехоношин			03.21	Содержание	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			03.21		П	1	2
Н. контр.		Мехоношин			03.21		ООО "ПрофПартнер"		

Формат А4

Содержание (окончание)

Обозначение	Наименование	Примечание (стр.)
620/21-ИОС4.1.Р5	Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №5, Табл. 5.1	19
	Гидравлический расчет оптимизированной тепловой сети от котельной №3. Табл. 3.2	20
	Сводная таблица оптимизационного расчета	21

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	620/21-ИОС4.1.Р5.С	Лист 2

Формат А4

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Цель выполнения гидравлического расчета системы теплоснабжения от котельной №5 на территории Красновишерского городского округа — обеспечение требуемого тепло-гидравлического режима работы системы теплоснабжения при условии оптимизации её схемы путем изменения диаметров участков теплосети и создания дополнительных перемычек.

Задачи расчета:

– определить расчетные расходы и скорости теплоносителя в подающих и обратных трубопроводах тепловой сети в соответствии с фактическими диаметрами и длинами представленных участков по существующим потребителям;

– выполнить расчет гидравлических потерь участков тепловой сети с учетом фактических максимальных часовых нагрузок на отопление и средних часовых нагрузок на ГВС;

– оптимизировать схему теплоснабжения.

Для достижения поставленной цели проведен анализ представленных исходных данных, проведена стратификация проблемы и декомпозиция системы теплоснабжения (разбиение общей схемы теплоснабжения г. Красновишерск на подсистемы с разработкой расчетных схем по каждой подсистеме).

На основании разработанных расчетных схем выполнен гидравлический расчет участков тепловой сети по методике, предложенной в [1].

Потери давления на трение (линейные потери) определяются по формуле Дарси

$$\Delta p_л = \lambda \frac{l}{d} \frac{w^2}{2} \rho,$$

где $\Delta p_л$ — потери давления на трение (линейные), Па; λ — коэффициент трения; l, d— длина и диаметр участка трубопровода, м, w — скорость потока, м/с; ρ — плотность теплоносителя, кг/м3.

Коэффициент трения зависит от режима движения жидкости, характера шероховатости внутренней поверхности трубы и высоты выступов шероховатости kэ.

Движение теплоносителя в водяных сетях характеризуется турбулентным режимом. При относительно небольших значениях числа Рейнольдса ($2300 \leq Re \leq 10d/k_э$) пристенный ламинарный слой закрывает выступы шероховатости и в результате создается режим гидравлически гладких труб. Такой режим создается почти при всех значениях относительной шероховатости k/d, за

исключением очень больших. При этом режиме в трубах с шероховатой внутренней поверхностью наблюдается турбулентное течение с сопротивлением, зависящим от вязкости жидкости. Этот режим описывается формулой Блазиуса:

$$\lambda = 0,3164/\mathrm{Re}^{0,25}$$

Рассмотренные режимы движения относятся к переходному турбулентному режиму. Установившийся турбулентный режим характеризуется квадратичным законом сопротивления, когда сопротивление обусловлено наличием инерционных сил и не зависит от вязкости жидкости. Коэффициент трения для этого режима рассчитывается по формуле Б. Л. Шифринсона:

$$\lambda = 0,11\ (k_э/d)^{0,25}$$

При расчете трубопроводов тепловых сетей потери в местных сопротивлениях учитываются через эквивалентные им длины *lэ*.

Потери давления на участке тепловой сети с учетом *lэ* рассчитываются как

$$\Delta p = \Delta p_л + \Delta p_{м.с} = \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l + \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l_э = \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ (l + l_э)$$

$$= \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l_{пр} = \Delta p_л\ \frac{l + l_э}{l} = \Delta p_л\ (1 + \alpha).$$

Здесь

$$l_{пр} = l + l_э = l\ (1 + \alpha),$$

Гидравлический расчет существующей тепловой сети выполнен на основании данных, приведенных в:

1. Приложении 1 «Схема теплоснабжения г. Красновишерск».
2. Приложении 2 «Список потребителей с расчётом полезного отпуска т/энергии от котельной №11».
3. Приложении 3 «Расчет отпуска тепловой энергии для населения»
4. Приложении 4 «Таблица исходных данных по характеристике участков тепловых сетей от котельной №11 на балансе ЭСО».

Оптимизация гидравлических режимов системы теплоснабжения

Существующие в настоящее время предложения относительно оптимальной скорости движения воды в трубопроводах систем теплоснабжения (до 3 м/с) и допустимых удельных потерях давления R (до 80 Па/м) [1] основаны главным образом на технико-экономических расчетах. Они учитывают, что с ростом скорости уменьшаются сечения трубопроводов и снижается объем теплоизоляции, т.е. сокращаются капиталовложения в устройство сети, но одновременно увеличиваются

эксплуатационные затраты на перекачку воды из-за роста гидравлического сопротивления, и наоборот. Тогда оптимальная скорость соответствует минимуму приведенных затрат за расчетный срок амортизации системы.

В условиях рыночной экономики обязательно следует принимать во внимание дисконтирование эксплуатационных издержек Э (руб./год) и капитальных затрат К (руб.). В этом случае формула для вычисления совокупных дисконтированных затрат (СДЗ), при использовании заемных средств, приобретает следующий вид [2]:

$$СДЗ=К\beta_1+Э\beta_2, \text{ руб.}, \qquad (1)$$

где: $\beta_1=(1+p/100)^T$; $\beta_2=[(1+p/100)^T-1]\cdot 100/p$.

В данном случае – коэффициенты дисконтирования капитальных и эксплуатационных затрат, вычисляемые в зависимости от расчетного срока амортизации Т (лет), и нормы дисконта р. Последняя учитывает уровень инфляции и рисков капиталовложений, т.е., в конечном счете, степень нестабильности экономики и характер изменения текущих тарифов, и определяется обычно методом экспертных оценок [2]. В первом приближении величина р соответствует годовому проценту за банковский кредит. На практике ее можно принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ РФ. Начиная с 15 января 2004 г., она равна 14% годовых.

Минимум СДЗ с учетом дисконтирования будет соответствовать такому же уровню скорости воды и удельных потерь, которые рекомендуются в литературе [1].

Оптимальная скорость движения воды:

$$v_{опт}=0{,}22\sqrt[3]{\frac{K_{ти}C_D\beta_1\sqrt[4]{D}}{C_{эл}\beta_2}}, \text{ м/с}. \qquad (2)$$

Здесь Kти – коэффициент удорожания трубопроводов за счет наличия теплоизоляции. При применении отечественных материалов типа минераловатных матов можно принять Kти = 1,3. Параметр CD представляет собой удельную стоимость одного метра трубопровода (руб./м2), отнесенную к внутреннему диаметру D (м). Поскольку в прайс-листах обычно указывается цена в рублях за тонну металла См, пересчет необходимо производить по очевидному соотношению $C_D=\pi\rho C_м\delta\cdot 10^{-3}=0{,}0245C_м\delta$, где – толщина стенки трубопровода (мм), =7,8 т/м3 – плотность материала трубопроводов. Величина Сэл соответствует тарифу на электроэнергию. По данным ОАО «Мосэнерго» на первую половину 2004 г. для коммунальных потребителей Сэл= 1,1723 руб./кВтч.

Формула (2) получена из условия d(СДЗ)/dv=0. Определение эксплуатационных затрат производилось с учетом того, что эквивалентная шероховатость стенок трубопроводов равна 0,5

мм [3], а КПД сетевых насосов составляет около 0,8. Плотность воды ρw считалась равной 920 кг/м3 для характерного диапазона температур в тепловой сети. Кроме того, предполагалось, что циркуляция в сети осуществляется круглогодично, что вполне оправданно, исходя из нужд горячего водоснабжения.

Анализ формулы (1) показывает, что для больших сроков амортизации T (10 лет и выше), характерных для тепловых сетей, отношение коэффициентов дисконтирования практически равно своему предельному минимальному значению p/100. В этом случае выражение (2) дает наименьшую экономически целесообразную скорость воды, соответствующую условию, когда годовой процент за кредит, взятый на строительство, равен годовой прибыли от снижения эксплуатационных издержек, т.е. при бесконечном сроке окупаемости. При конечном сроке оптимальная скорость будет выше. Но в любом случае эта скорость будет превышать вычисленную без учета дисконтирования, поскольку тогда, как легко убедиться, а в современных условиях пока получается 1/T< p/100.

Значения оптимальной скорости воды и соответствующие им целесообразные удельные потери давления, вычисленные по выражению (2) при среднем уровне CD и предельном соотношении, приведены на рис.1. Представлено соотношение непосредственно между G и D. Для среднего уровня CD оно приведено на рис. 2.

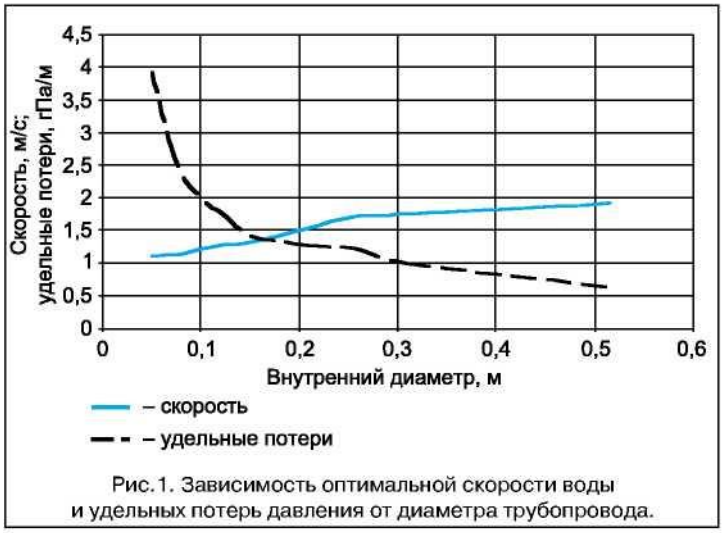


Рис.1. Зависимость оптимальной скорости воды и удельных потерь давления от диаметра трубопровода.

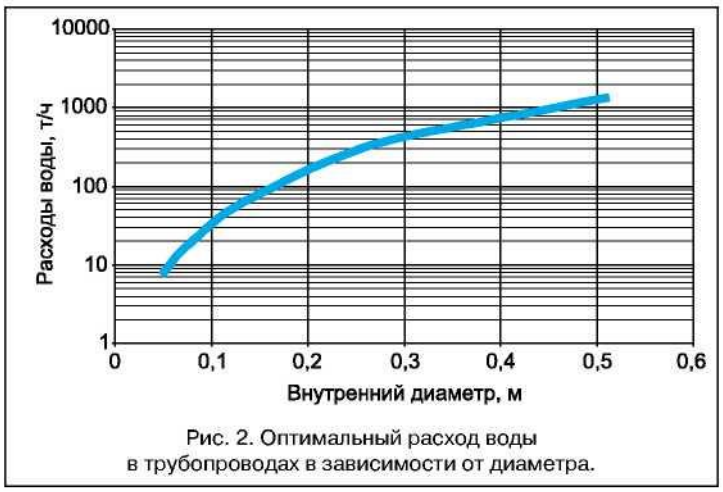


Рис. 2. Оптимальный расход воды в трубопроводах в зависимости от диаметра.

Литература

1. А.А Ионин и др. Теплоснабжение. Учебник для вузов. – М.: Стройиздат, 1982, 336 с.

2. В.Г.Гагарин. Критерий окупаемости затрат на повышение теплозащиты ограждающих конструкций зданий в различных странах. Сб. докл. конф. НИИСФ, 2001, с. 43 – 63.

2,5
50-0,36-1,7
214,5

4,2
100-0,15-0,14
201,5

9,9
100-0,35-0,17
50,0

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р5			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	1	5
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. ТК19 – Дзержинского, 10. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

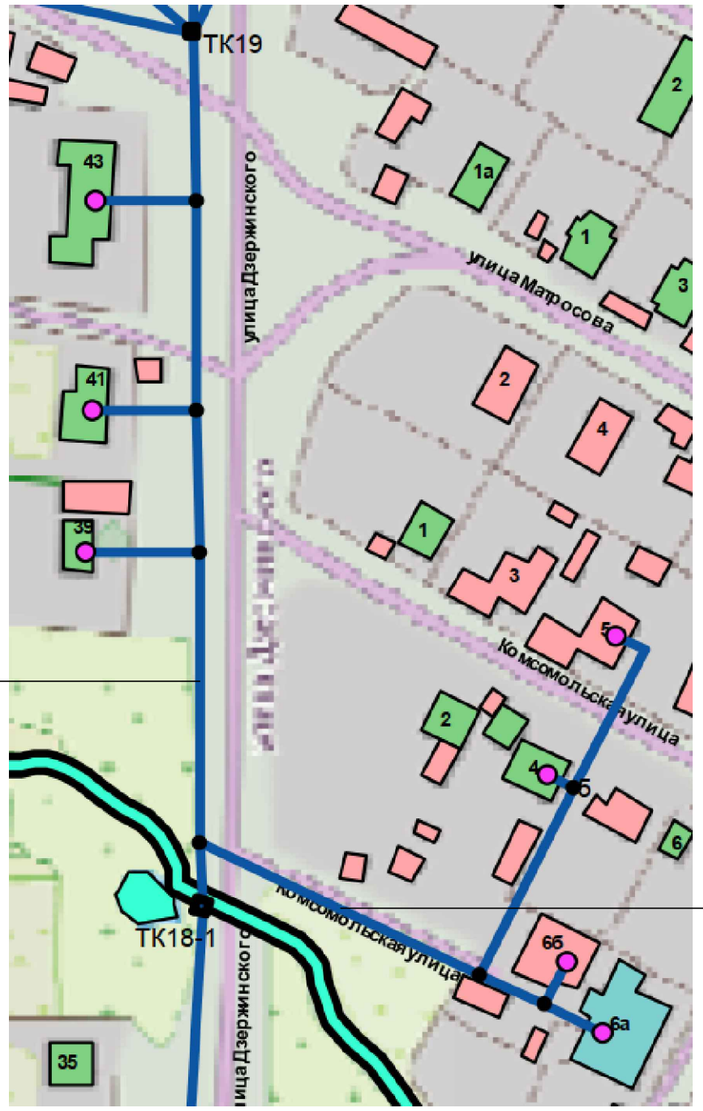
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



10,6
100-0,38-1,3
340,0

1,3
50-0,18-0,53
230,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р5			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	2	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. ТК19 - ТК18. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

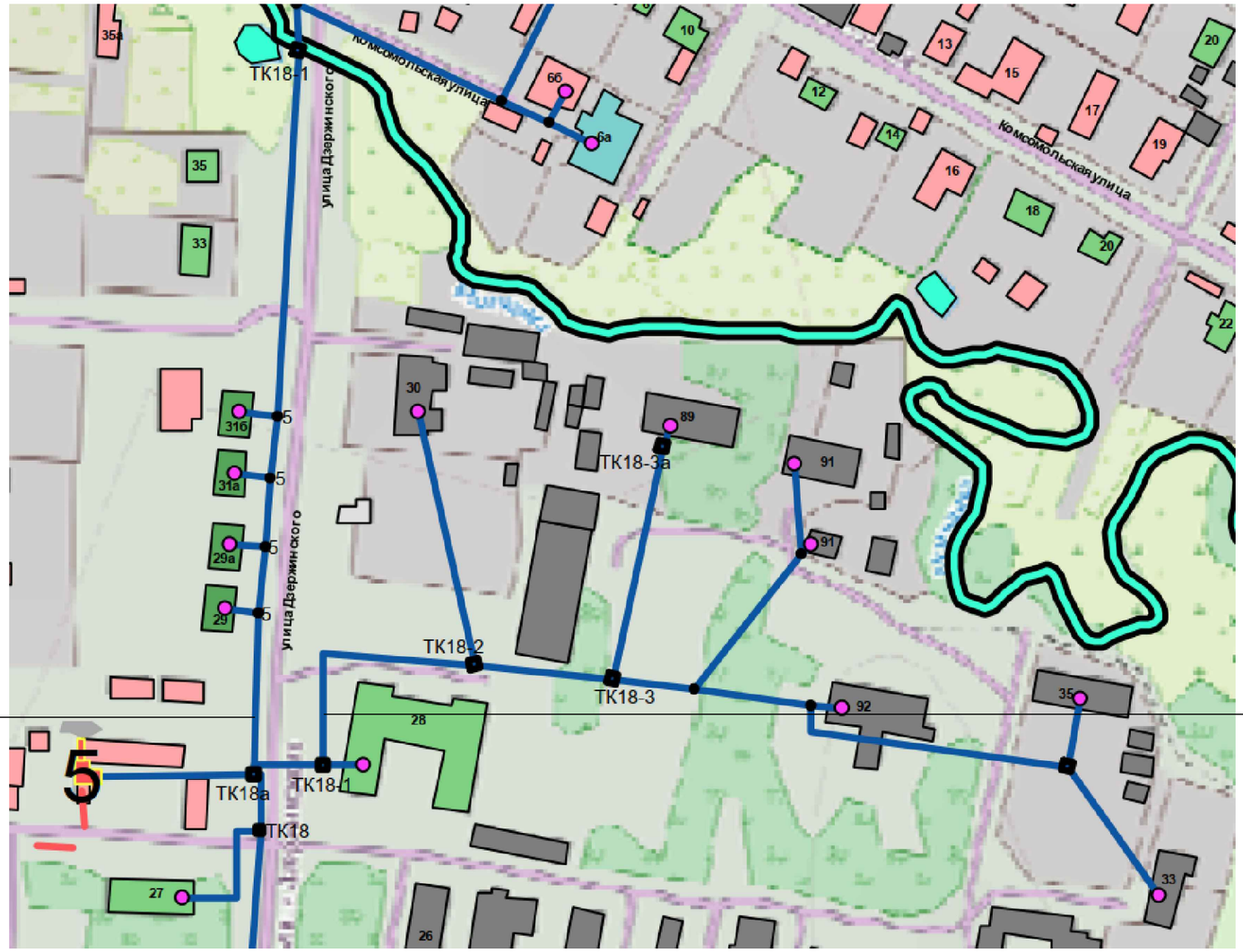
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



12,8
150-0,2-0,26
340,0

18,1
100-0,64-5,7
535,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р5			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	3	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. ТК18а - ТК18-1. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

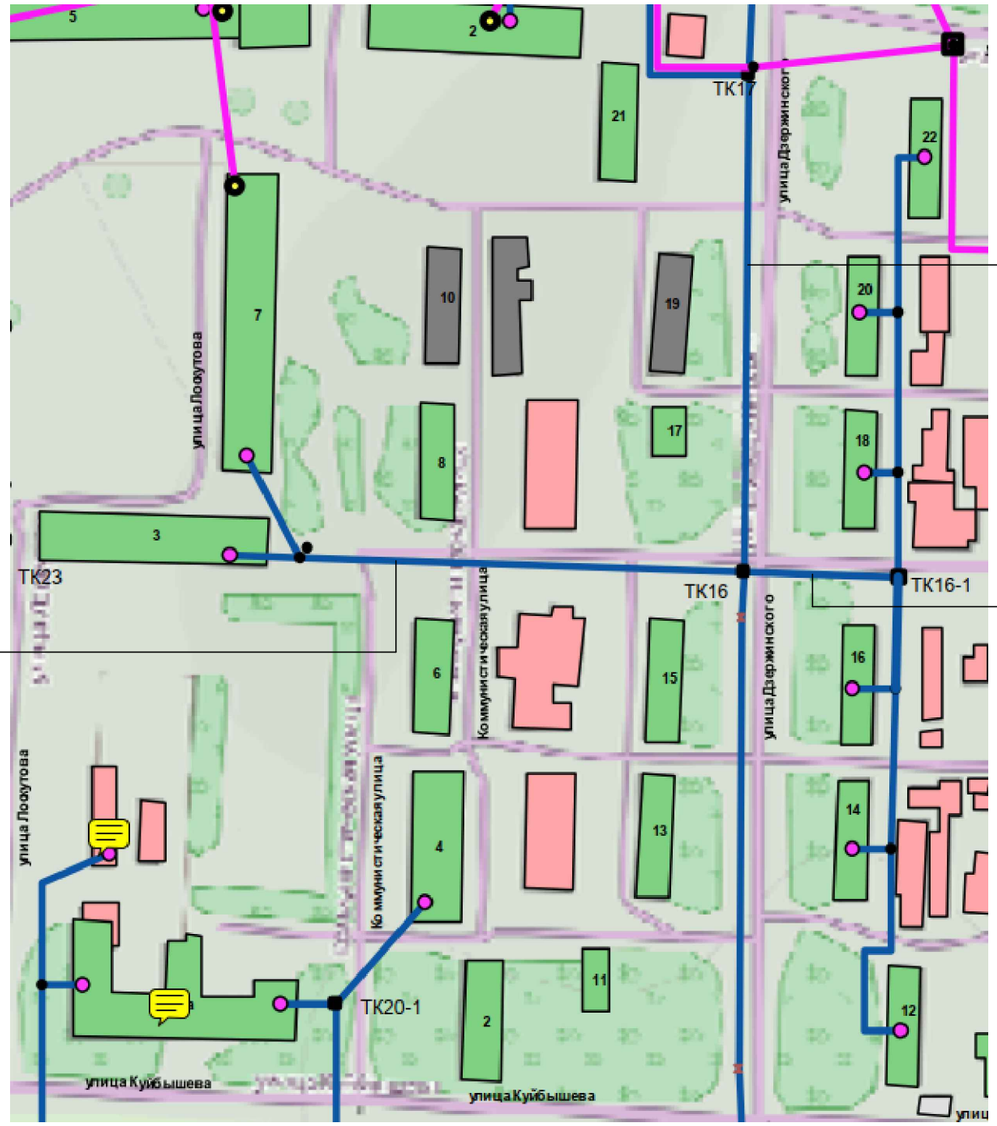
Формат А3

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

———— – Существующая теплосеть (отопление)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р5			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	4	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. ТК17 - ТК16. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

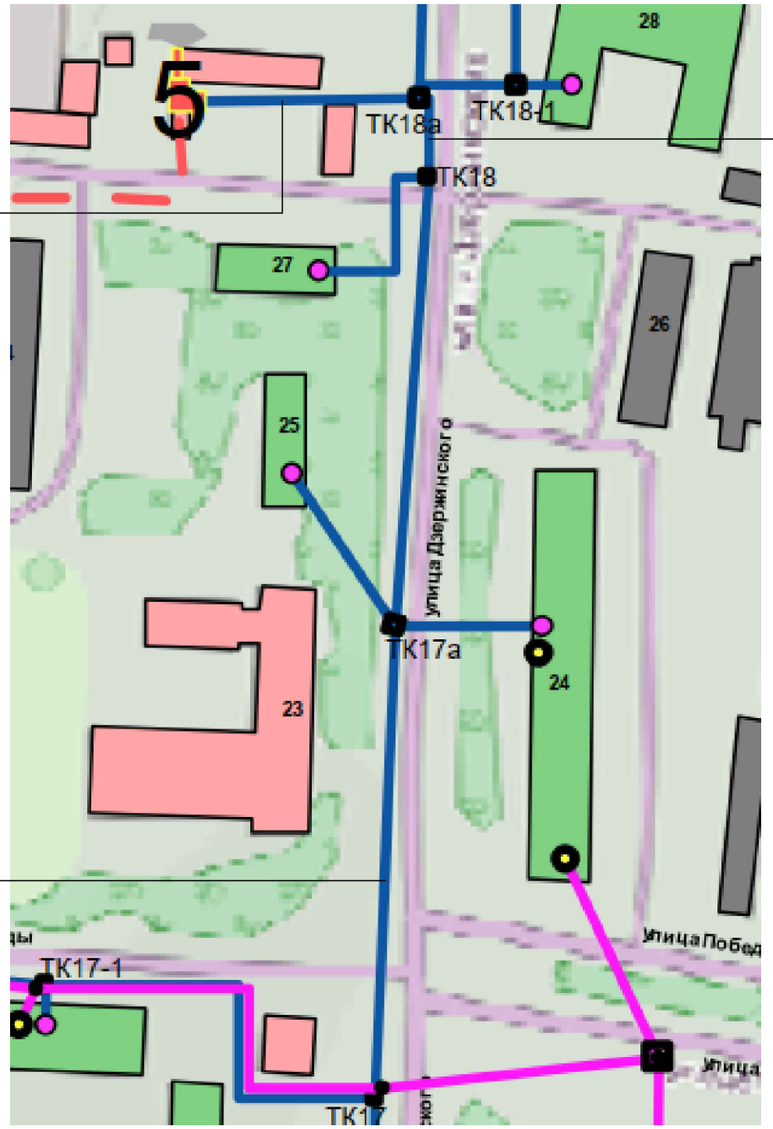
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



135,8
300-0,53-0,05
25,0

104,9
300-0,4-0,1
90,0

84,5
300-0,33-0,05
70,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

———— – Существующая теплосеть (отопление)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р5			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	5	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. ТК17 - ТК17а. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

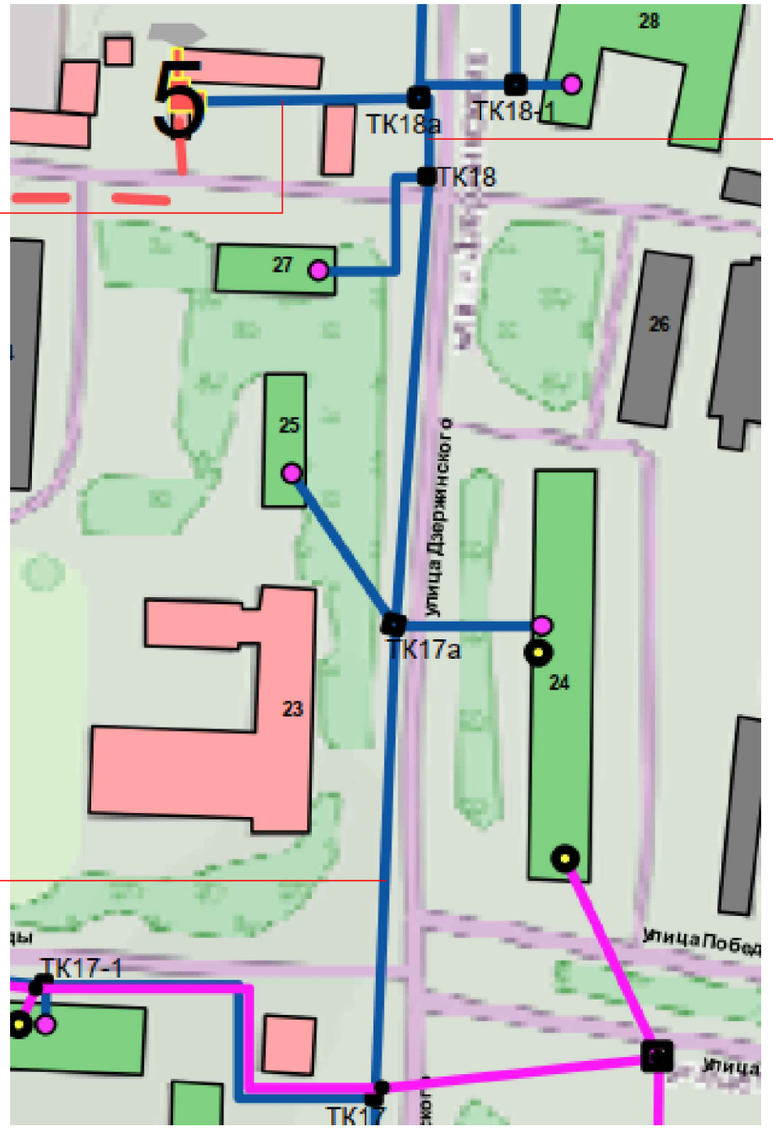
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



135,8
250-0,77-0,12
25,0

104,9
250-0,59-0,26
90,0

84,5
250-0,48-0,13
70,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

——— – Существующая теплосеть (отопление)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р5			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	1	4
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. ТК17 - ТК16. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

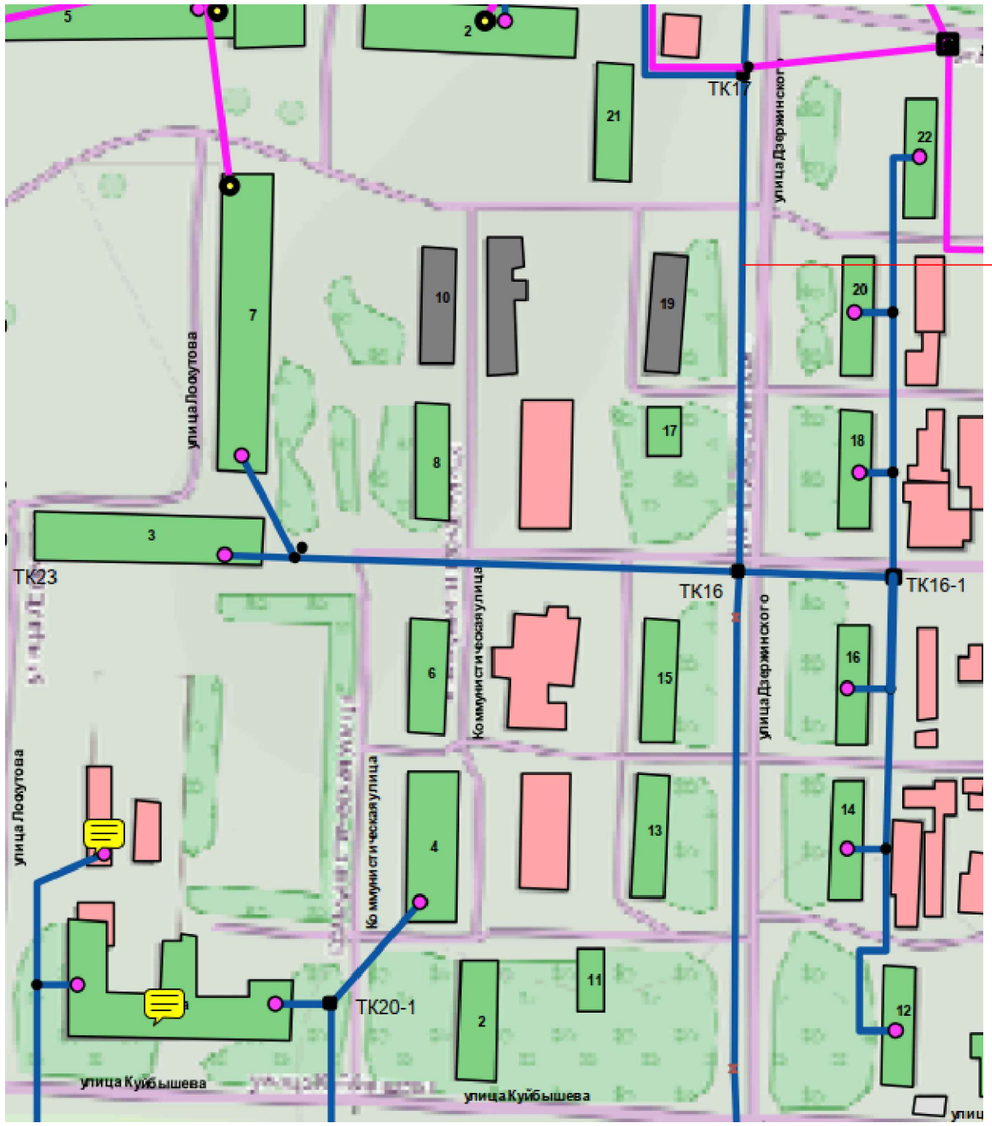
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р5			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	2	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. ТК16-1 - ТК16. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

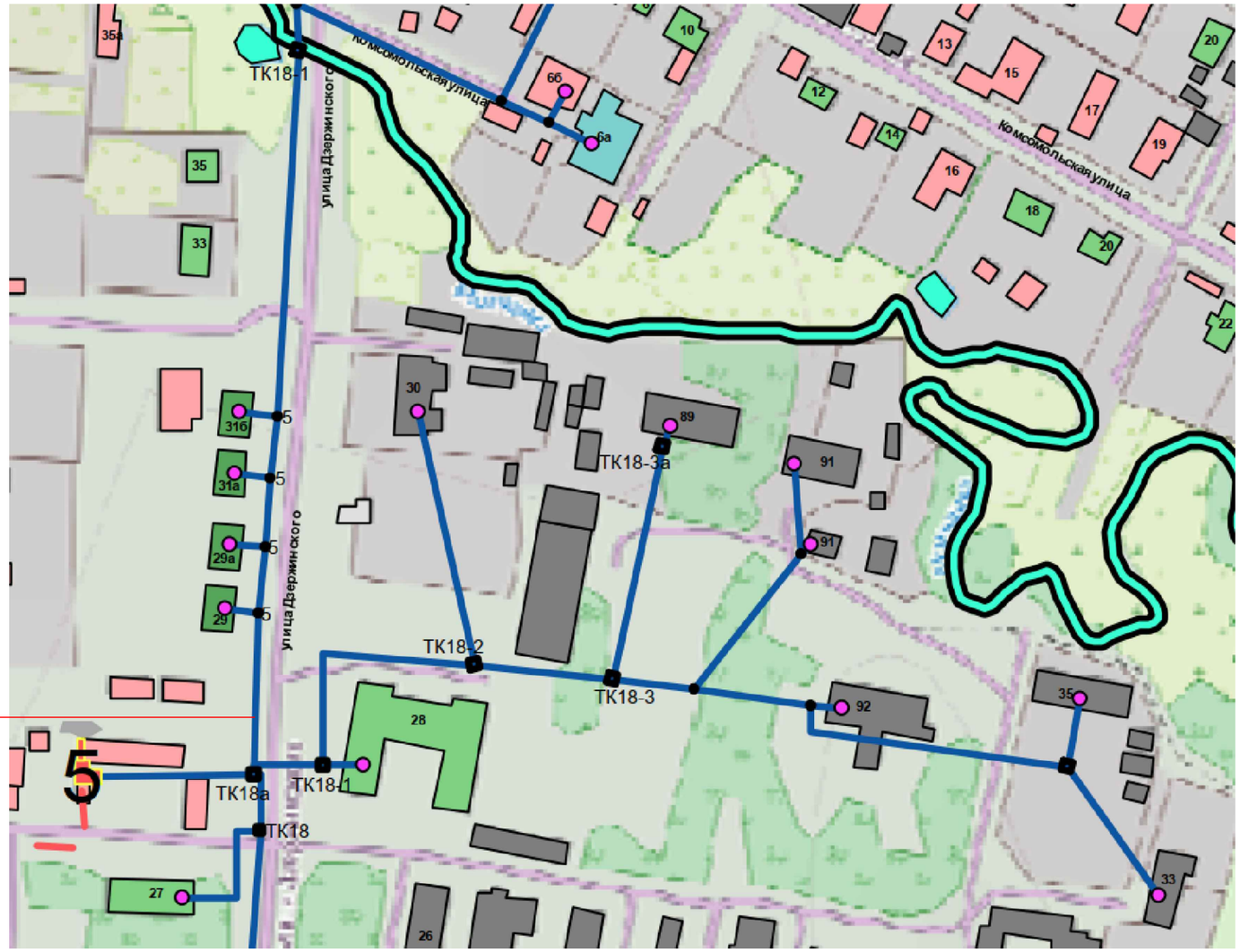
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

						620/21-ИОС4.1.Р5		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
						Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Механошин			02.21		П	3	
Инженер		Ракитин			02.21				
						Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. ТК18а - ТК18-1. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		
Н. контр.		Механошин			02.21				

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р5			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	4	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №5. ТК19 – Дзержинского, 10. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №5

Таблица 5.1

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная lпр=l+lэкв, м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке ΔH=Δhlпр, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №5 (Отопление)													
1	ТК19 - Коммунистическая, 29	П	2,5	50	57	3,5	214,5	64,35	278,85	0,36	3,16	881	0,881
		О	2,5	50	57	3,5	214,5	64,35	278,85	0,35	3,16	882	0,882
												∑	**1,763**
2	ТК19 - Молодежная, 10	П	4,2	100	108	4	201,5	60,45	261,95	0,15	0,26	68	0,068
		О	4,2	100	108	4	201,5	60,45	261,95	0,15	0,27	70	0,070
												∑	**0,138**
3	ТК19 - Дзержинского, 43	П	9,9	100	108	4	50	15	65	0,35	1,29	84	0,084
		О	9,7	100	108	4	50	15	65	0,34	1,29	84	0,084
												∑	**0,168**
4	ТК19 - ТК18-1	П	10,6	100	108	4	340	102	442	0,38	1,48	653	0,653
		О	10,5	100	108	4	340	102	442	0,37	1,48	653	0,653
												∑	**1,305**
5	Ответвление на Комсомольскую, 5	П	1,3	50	57	3,5	230	69	299	0,18	0,88	264	0,264
		О	1,3	50	57	3,5	230	69	299	0,18	0,90	268	0,268
												∑	**0,532**
6	ТК18а - ТК18-1	П	12,8	150	159	4,5	370	111	481	0,20	0,27	130	0,130
		О	12,6	150	159	4,5	370	111	481	0,20	0,27	132	0,132
												∑	**0,263**
7	ТК18-4 - ТК18-1	П	18,1	100	108	4	535	160,5	695,5	0,64	4,12	2869	2,869
		О	17,8	100	108	4	535	160,5	695,5	0,63	4,08	2840	2,840
												∑	**5,709**
8	ТК16 - Лоскутова, 7	П	32,2	150	159	4,5	138,5	41,55	180,05	0,51	1,58	284	0,284
		О	31,7	150	159	4,5	138,5	41,55	180,05	0,50	1,57	283	0,283
												∑	**0,567**
9	ТК16 - ТК16-1	П	27,1	100	108	4	55	16,5	71,5	0,96	9,07	648	0,648
		О	26,7	100	108	4	55	16,5	71,5	0,94	8,92	638	0,638
												∑	**1,286**
10	ТК16 - ТК17	П	59,3	150	159	4,5	55	16,5	71,5	0,93	5,17	370	0,370
		О	58,4	150	159	4,5	55	16,5	71,5	0,92	5,09	364	0,364
												∑	**0,734**

Гидравлический расчет оптимизированной тепловой сети от котельной №5

Таблица 5.2

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная $l_{пр}$=l+lэкв., м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке ΔH=Δh$l_{пр}$, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №5 (Отопление)													
1	ТК19 - Молодежная, 10	П	4,2	50	57	3,5	201,5	60,45	261,95	0,60	8,66	2269	2,269
		О	4,2	50	57	3,5	201,5	60,45	261,95	0,59	8,59	2249	2,249
												∑	**4,519**
2	ТК18а - ТК18-1	П	12,8	100	108	4	370	111	481	0,45	2,10	1012	1,012
		О	12,6	100	108	4	370	111	481	0,44	2,10	1008	1,008
												∑	**2,019**
3	ТК16 - ТК17	П	59,3	250	273	6	140	42	182	0,34	0,38	69	0,069
		О	58,4	250	273	6	140	42	182	0,33	0,38	69	0,069
												∑	**0,138**
4	ТК17а - ТК17	П	84,5	250	273	6	70	21	91	0,48	0,75	68	0,068
		О	83,1	250	273	6	70	21	91	0,47	0,74	68	0,068
												∑	**0,135**
5	ТК17а - ТК18а	П	104,9	250	273	6	90	27	117	0,59	1,13	133	0,133
		О	103,2	250	273	6	90	27	117	0,58	1,12	131	0,131
												∑	**0,264**
6	Котельная №5 - ТК18а	П	135,8	250	273	6	25	7,5	32,5	0,77	1,87	61	0,061
		О	133,5	250	273	6	25	7,5	32,5	0,76	1,85	60	0,060
												∑	**0,121**

Сводная таблица оптимизационного расчета

№ п/п	Наименование участка по схеме	Характеристика трубы		Длина трубопровода по плану L, м	Длина трубопровода подача+обратка, м
		Диаметр условного прохода фактический	Диаметр условного прохода оптимизированный		
		Ду, мм	Ду, мм		
1	2	3	4	5	6
1	Котельная №5 - ТК18а	300	250	25	50
2	ТК17а - ТК18а	300	250	90	180
3	ТК17а - ТК17	300	250	70	140
4	ТК16 - ТК17	300	250	140	280
5	ТК18а - ТК18-1	150	100	370	740
6	ТК19 - Молодежная, 10	100	50	201,5	403

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ПРОФПАРТНЕР"

П-179-12122012 от 20.11.2020 №14

Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Тепловые сети

Расчетная часть

620/21-ИОС4.1.РБ

Пермь, 2021

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ПРОФПАРТНЕР"

П-179-12122012 от 20.11.2020 №14

Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Тепловые сети

Расчетная часть

620/21-ИОС4.1.Р6

Главный инженер проекта Мехоношин

Изм.	N док.	Подп.	Дата

Пермь, 2021

Содержание (начало)

Обозначение	Наименование	Примечание (стр.)
620/21-ИОС4.1.Р6.С	Содержание	3
620/21-ИОС4.1.Р6	Гидравлический расчет тепловых сетей	5
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №6. ТКЗ - ТК9. Фактическая. Отопление	10
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №6. ТКЗ - Котельная №6. Фактическая. Отопление	11
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №6. ТКЗ - ТК9. Оптимизация. Отопление	12
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №6. ТКЗ - Котельная №6. Оптимизация. Отопление	13

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р6.С		
ГИП		Мехоношин			03.21	Содержание	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			03.21		П	1	2
Н. контр.		Мехоношин			03.21		ООО "ПрофПартнер"		

Формат А4

Содержание (окончание)

Обозначение	Наименование	Примечание (стр.)
620/21-ИОС4.1.Р6	Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №6, Табл. 6.1	14
	Гидравлический расчет оптимизированной тепловой сети от котельной №6. Табл. 6.2	16
	Сводная таблица оптимизационного расчета	17

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	620/21-ИОС4.1.Р6.С	Лист 2

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Цель выполнения гидравлического расчета системы теплоснабжения от котельной №6 на территории Красновишерского городского округа – обеспечение требуемого тепло-гидравлического режима работы системы теплоснабжения при условии оптимизации её схемы путем изменения диаметров участков теплосети и создания дополнительных перемычек.

Задачи расчета:

– определить расчетные расходы и скорости теплоносителя в подающих и обратных трубопроводах тепловой сети в соответствии с фактическими диаметрами и длинами представленных участков по существующим потребителям;

– выполнить расчет гидравлических потерь участков тепловой сети с учетом фактических максимальных часовых нагрузок на отопление и средних часовых нагрузок на ГВС;

– оптимизировать схему теплоснабжения.

Для достижения поставленной цели проведен анализ представленных исходных данных, проведена стратификация проблемы и декомпозиция системы теплоснабжения (разбиение общей схемы теплоснабжения г. Красновишерск на подсистемы с разработкой расчетных схем по каждой подсистеме).

На основании разработанных расчетных схем выполнен гидравлический расчет участков тепловой сети по методике, предложенной в [1].

Потери давления на трение (линейные потери) определяются по формуле Дарси

$$\Delta p_л = \lambda \frac{l}{d} \frac{w^2}{2} \rho,$$

где $\Delta p_л$ — потери давления на трение (линейные), Па; λ — коэффициент трения; l, d— длина и диаметр участка трубопровода, м, w — скорость потока, м/с; ρ — плотность теплоносителя, кг/м3.

Коэффициент трения зависит от режима движения жидкости, характера шероховатости внутренней поверхности трубы и высоты выступов шероховатости kэ.

Движение теплоносителя в водяных сетях характеризуется турбулентным режимом. При относительно небольших значениях числа Рейнольдса ($2300 \leq Re \leq 10d/k_э$) пристенный ламинарный слой закрывает выступы шероховатости и в результате создается режим гидравлически гладких труб. Такой режим создается почти при всех значениях относительной шероховатости k/d, за

исключением очень больших. При этом режиме в трубах с шероховатой внутренней поверхностью наблюдается турбулентное течение с сопротивлением, зависящим от вязкости жидкости. Этот режим описывается формулой Блазиуса:

$$\lambda = 0,3164/\mathrm{Re}^{0,25}$$

Рассмотренные режимы движения относятся к переходному турбулентному режиму. Установившийся турбулентный режим характеризуется квадратичным законом сопротивления, когда сопротивление обусловлено наличием инерционных сил и не зависит от вязкости жидкости. Коэффициент трения для этого режима рассчитывается по формуле Б. Л. Шифринсона:

$$\lambda = 0,11\ (k_э/d)^{0,25}$$

При расчете трубопроводов тепловых сетей потери в местных сопротивлениях учитываются через эквивалентные им длины *lэ*.

Потери давления на участке тепловой сети с учетом *lэ* рассчитываются как

$$\Delta p = \Delta p_л + \Delta p_{м.с} = \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l + \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l_э = \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ (l + l_э)$$

$$= \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l_{пр} = \Delta p_л\ \frac{l + l_э}{l} = \Delta p_л\ (1 + \alpha).$$

Здесь

$$l_{пр} = l + l_э = l\ (1 + \alpha),$$

Гидравлический расчет существующей тепловой сети выполнен на основании данных, приведенных в:

1. Приложении 1 «Схема теплоснабжения г. Красновишерск».
2. Приложении 2 «Список потребителей с расчётом полезного отпуска т/энергии от котельной №11».
3. Приложении 3 «Расчет отпуска тепловой энергии для населения»
4. Приложении 4 «Таблица исходных данных по характеристике участков тепловых сетей от котельной №11 на балансе ЭСО».

Оптимизация гидравлических режимов системы теплоснабжения

Существующие в настоящее время предложения относительно оптимальной скорости движения воды в трубопроводах систем теплоснабжения (до 3 м/с) и допустимых удельных потерях давления R (до 80 Па/м) [1] основаны главным образом на технико-экономических расчетах. Они учитывают, что с ростом скорости уменьшаются сечения трубопроводов и снижается объем теплоизоляции, т.е. сокращаются капиталовложения в устройство сети, но одновременно увеличиваются

эксплуатационные затраты на перекачку воды из-за роста гидравлического сопротивления, и наоборот. Тогда оптимальная скорость соответствует минимуму приведенных затрат за расчетный срок амортизации системы.

В условиях рыночной экономики обязательно следует принимать во внимание дисконтирование эксплуатационных издержек Э (руб./год) и капитальных затрат К (руб.). В этом случае формула для вычисления совокупных дисконтированных затрат (СДЗ), при использовании заемных средств, приобретает следующий вид [2]:

$$СДЗ=К\beta_1+Э\beta_2, \text{ руб.}, \qquad (1)$$

где: $\beta_1=(1+p/100)^T$; $\beta_2=[(1+p/100)^T-1]\cdot 100/p$.

В данном случае – коэффициенты дисконтирования капитальных и эксплуатационных затрат, вычисляемые в зависимости от расчетного срока амортизации Т (лет), и нормы дисконта р. Последняя учитывает уровень инфляции и рисков капиталовложений, т.е., в конечном счете, степень нестабильности экономики и характер изменения текущих тарифов, и определяется обычно методом экспертных оценок [2]. В первом приближении величина р соответствует годовому проценту за банковский кредит. На практике ее можно принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ РФ. Начиная с 15 января 2004 г., она равна 14% годовых.

Минимум СДЗ с учетом дисконтирования будет соответствовать такому же уровню скорости воды и удельных потерь, которые рекомендуются в литературе [1].

Оптимальная скорость движения воды:

$$v_{опт}=0{,}22\sqrt[3]{\frac{K_{ти}C_D\beta_1\sqrt[4]{D}}{C_{эл}\beta_2}}, \text{ м/с}. \qquad (2)$$

Здесь Kти – коэффициент удорожания трубопроводов за счет наличия теплоизоляции. При применении отечественных материалов типа минераловатных матов можно принять Kти = 1,3. Параметр CD представляет собой удельную стоимость одного метра трубопровода (руб./м2), отнесенную к внутреннему диаметру D (м). Поскольку в прайс-листах обычно указывается цена в рублях за тонну металла См, пересчет необходимо производить по очевидному соотношению $C_D=\pi\rho C_м\delta\cdot 10^{-3}=0{,}0245C_м\delta$, где – толщина стенки трубопровода (мм), =7,8 т/м3 – плотность материала трубопроводов. Величина Сэл соответствует тарифу на электроэнергию. По данным ОАО «Мосэнерго» на первую половину 2004 г. для коммунальных потребителей Сэл= 1,1723 руб./кВтч.

Формула (2) получена из условия d(СДЗ)/dv=0. Определение эксплуатационных затрат производилось с учетом того, что эквивалентная шероховатость стенок трубопроводов равна 0,5

мм [3], а КПД сетевых насосов составляет около 0,8. Плотность воды ρw считалась равной 920 кг/м3 для характерного диапазона температур в тепловой сети. Кроме того, предполагалось, что циркуляция в сети осуществляется круглогодично, что вполне оправданно, исходя из нужд горячего водоснабжения.

Анализ формулы (1) показывает, что для больших сроков амортизации T (10 лет и выше), характерных для тепловых сетей, отношение коэффициентов дисконтирования практически равно своему предельному минимальному значению p/100. В этом случае выражение (2) дает наименьшую экономически целесообразную скорость воды, соответствующую условию, когда годовой процент за кредит, взятый на строительство, равен годовой прибыли от снижения эксплуатационных издержек, т.е. при бесконечном сроке окупаемости. При конечном сроке оптимальная скорость будет выше. Но в любом случае эта скорость будет превышать вычисленную без учета дисконтирования, поскольку тогда, как легко убедиться, а в современных условиях пока получается 1/T< p/100.

Значения оптимальной скорости воды и соответствующие им целесообразные удельные потери давления, вычисленные по выражению (2) при среднем уровне CD и предельном соотношении, приведены на рис.1. Представлено соотношение непосредственно между G и D. Для среднего уровня CD оно приведено на рис. 2.

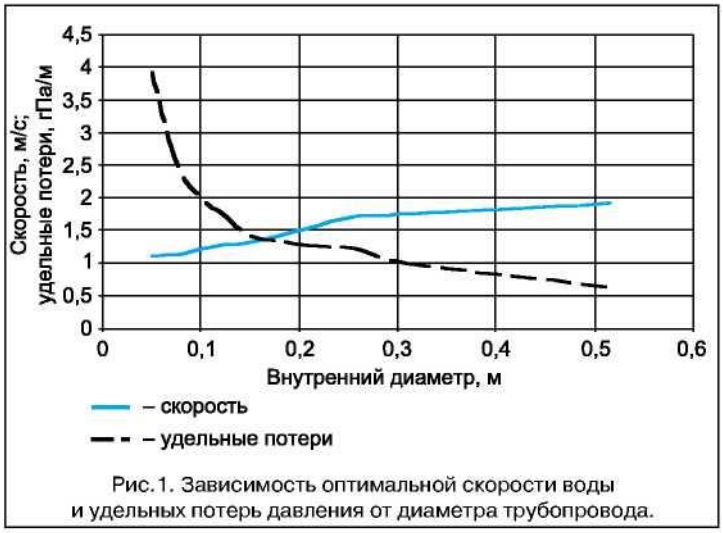


Рис.1. Зависимость оптимальной скорости воды и удельных потерь давления от диаметра трубопровода.

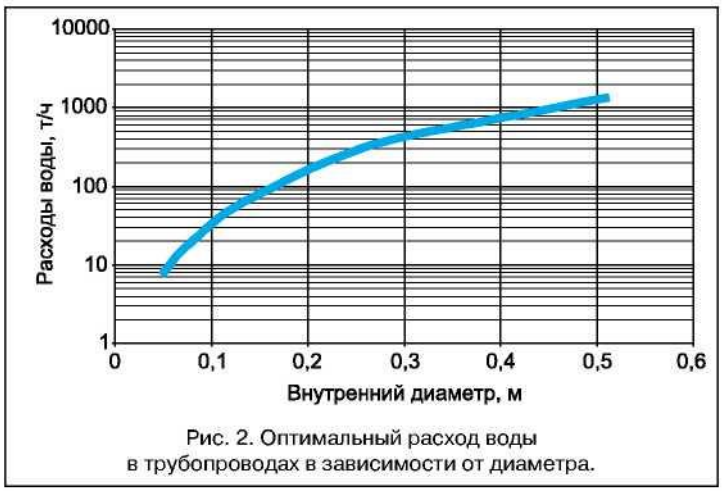
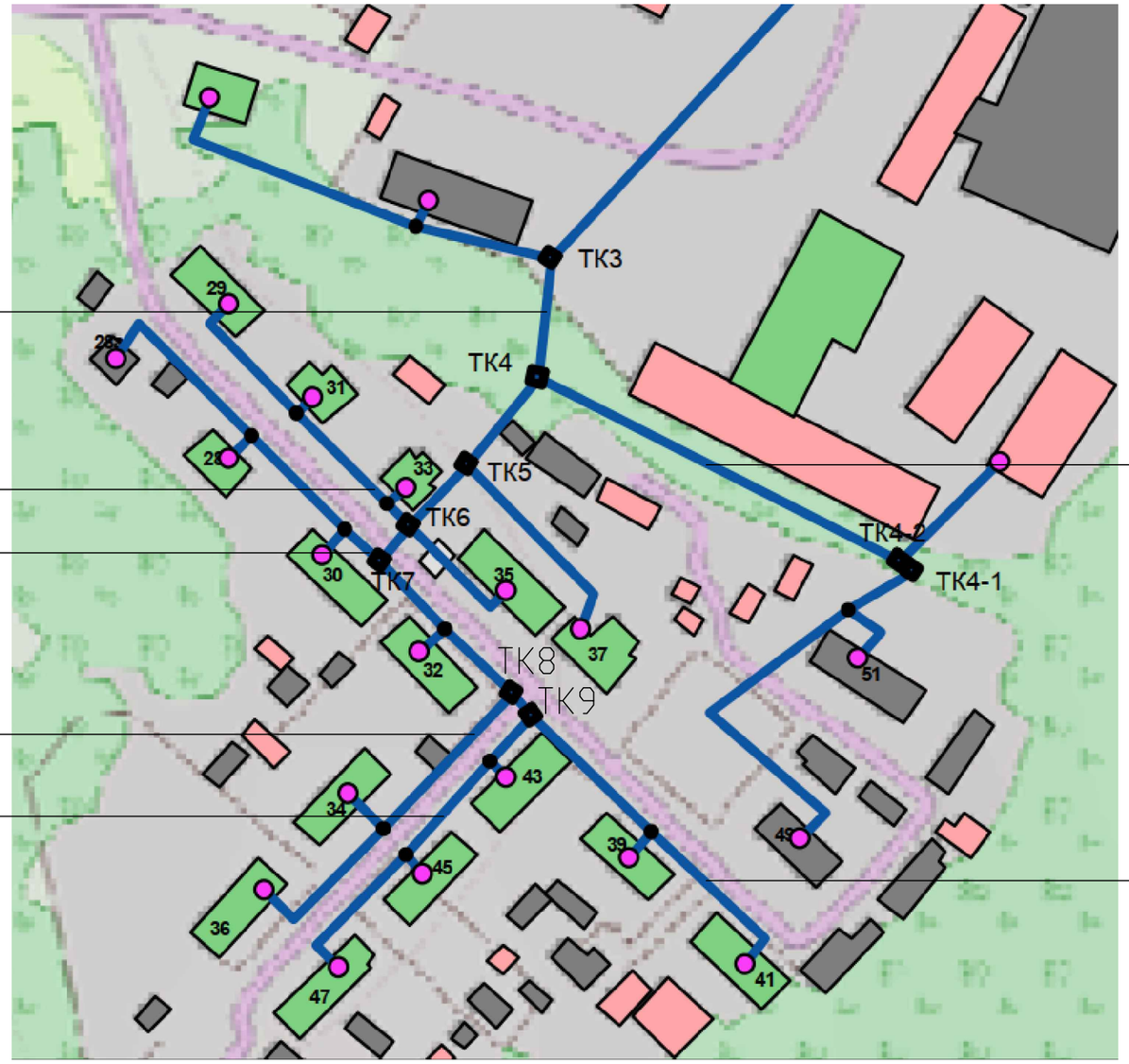


Рис. 2. Оптимальный расход воды в трубопроводах в зависимости от диаметра.

Литература

1. А.А Ионин и др. Теплоснабжение. Учебник для вузов. – М.: Стройиздат, 1982, 336 с.

2. В.Г.Гагарин. Критерий окупаемости затрат на повышение теплозащиты ограждающих конструкций зданий в различных странах. Сб. докл. конф. НИИСФ, 2001, с. 43 – 63.



7,5
100-0,27-0,06
30,0

0,8
100-0,03-0,002
82,0

1,8
100-0,06-0,01
76,0

1,2
50-0,17-0,16
80,0

1,7
50-0,24-0,3
80,0

1,0
100-0,03-0,003
70,0

1,1
100-0,04-0,005
80,0

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р6			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	1	2
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №6. ТК3 – ТК9. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

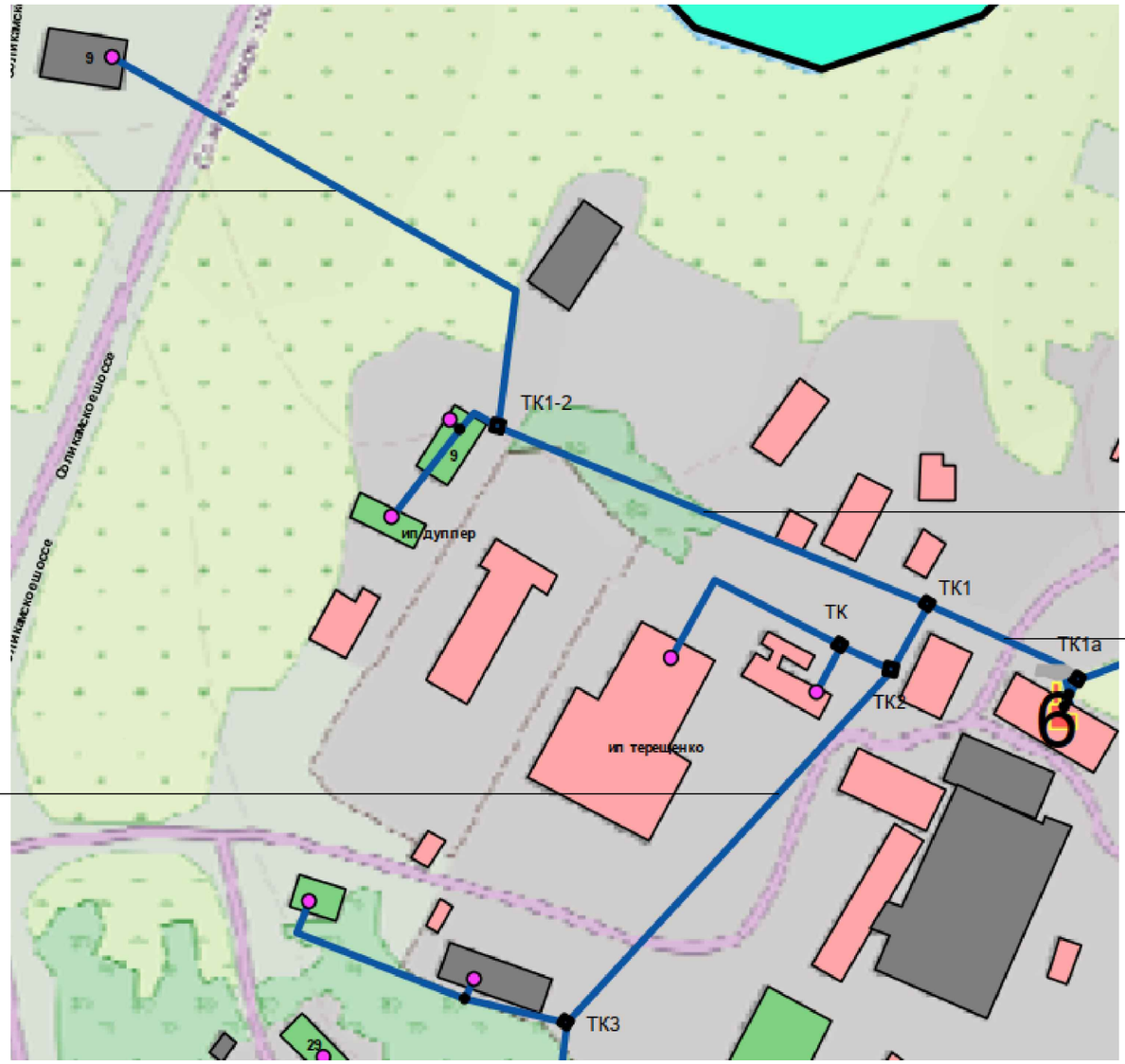
Формат А3

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



3,1
65-0,26-0,55
170,0

4,2
100-0,15-0,12
180,0

44,3
150-0,7-0,38
50,0

7,5
100-0,27-0,3
170,0

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

						620/21-ИОС4.1.Р6		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
						Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Механошин			02.21		П	2	
Инженер		Ракитин			02.21				
						Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №6. ТК3 - Котельная №6. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		
Н. контр.		Механошин			02.21				

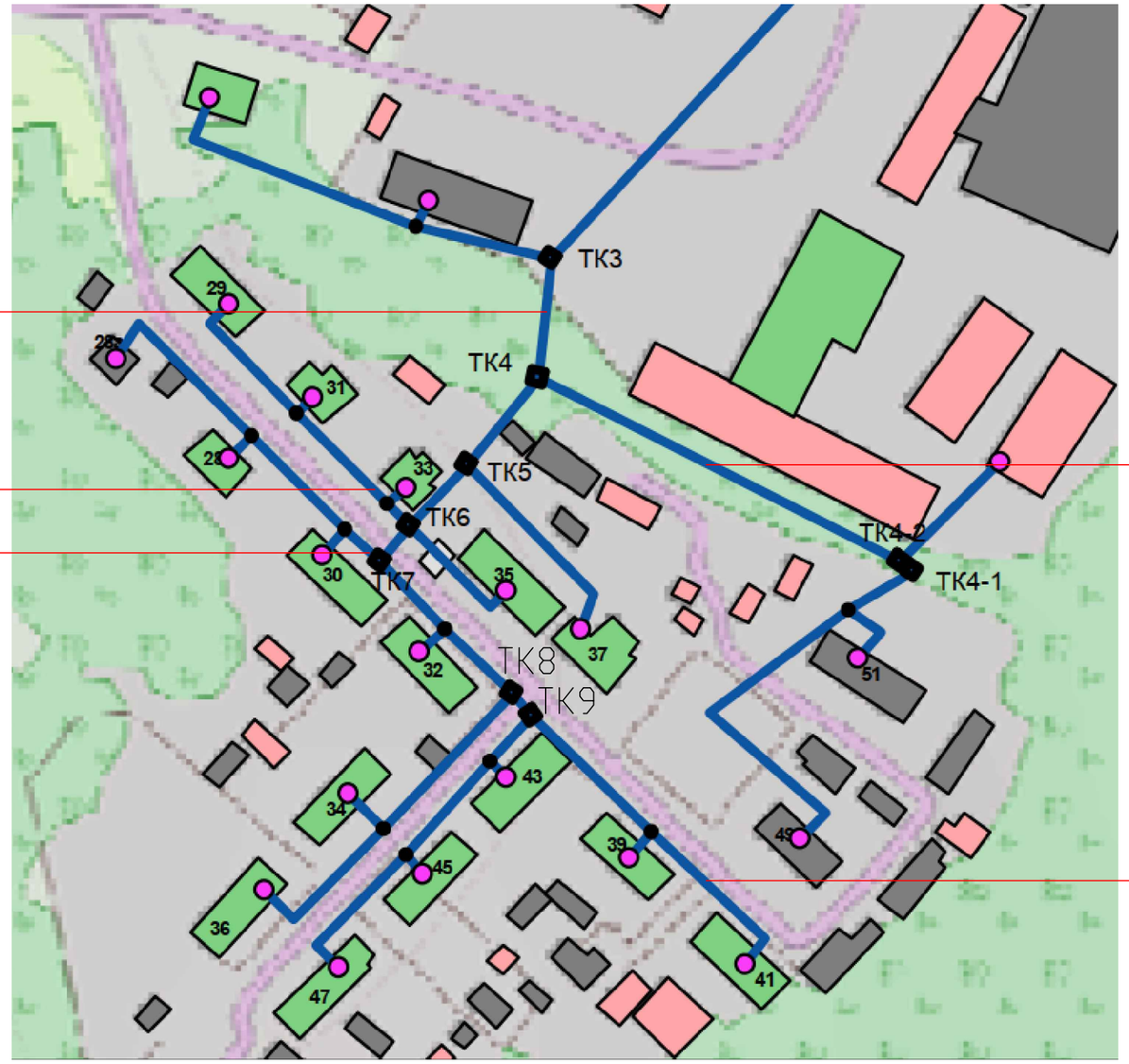
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть (отопление)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р6			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	1	2
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №6. ТК3 – ТК9. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

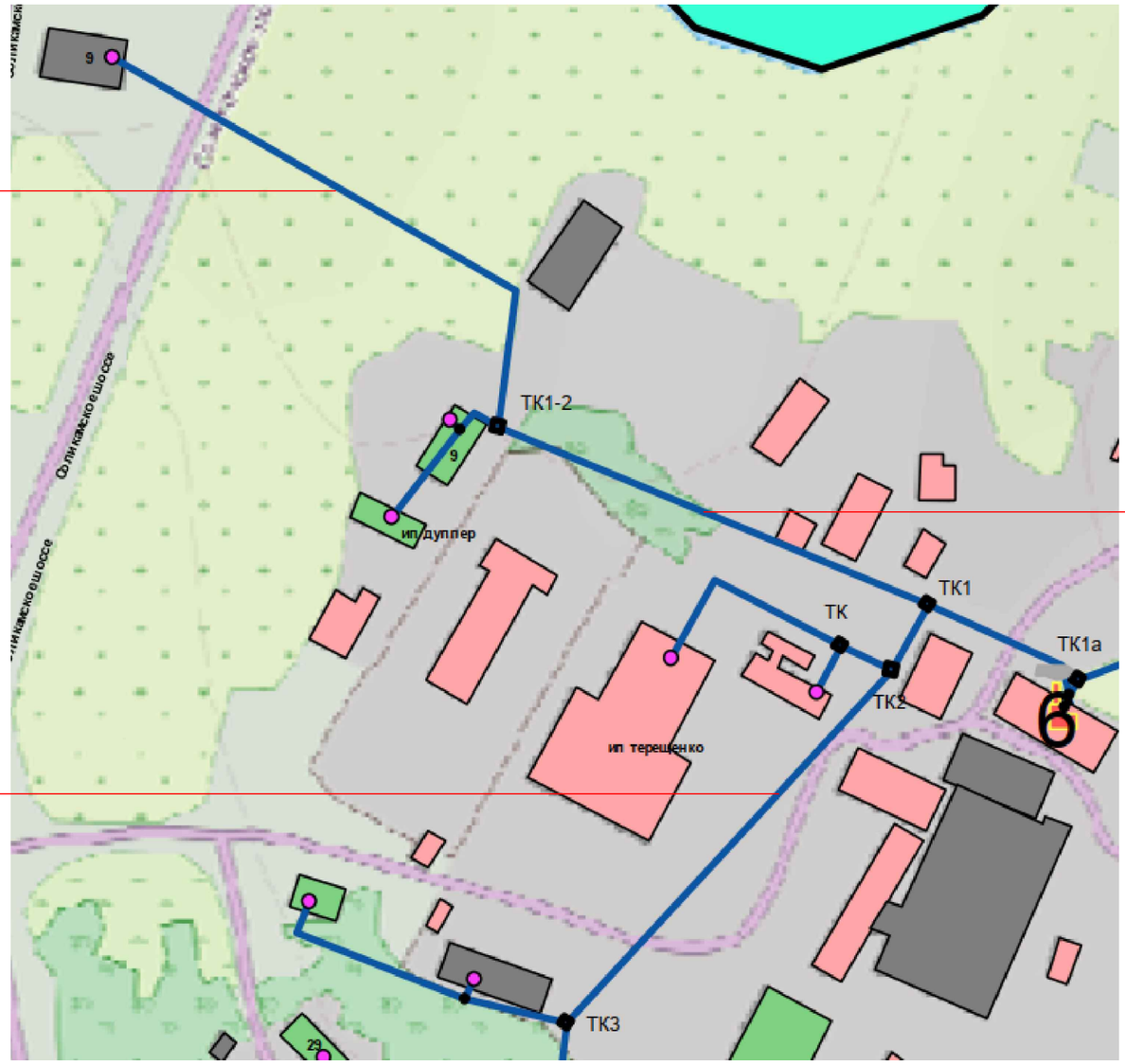
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

3,1
50-0,44-2,1
170,0



4,2
50-0,59-3,9
180,0

7,5
65-0,63-0,5
170,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть (отопление)

						620/21-ИОС4.1.Р6		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
						Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Механошин			02.21		П	2	
Инженер		Ракитин			02.21				
						Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №6. ТК3 - Котельная №6. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		
Н. контр.		Механошин			02.21				

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №6

Таблица 6.1 (начало)

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, $l_{экв.}$, м	Приведенная $l_{пр}=l+l_{экв.}$, м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке $\Delta H=\Delta h l_{пр}$, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №6 (Отопление)													
1	ТК6 - ул.Соликамское шоссе, 33	П	0,8	100	108	4	82	24,6	106,6	0,03	0,01	1	0,001
		О	0,7	100	108	4	82	24,6	106,6	0,03	0,01	1	0,001
												∑	**0,002**
2	ТК8 - ул.Соликамское шоссе, 41	П	1,1	100	108	4	80	24	104	0,04	0,02	2	0,002
		О	1,1	100	108	4	80	24	104	0,04	0,02	2	0,002
												∑	**0,005**
3	ТК8 - ул.Соликамское шоссе, 28а	П	1,8	100	108	4	76	22,8	98,8	0,06	0,05	5	0,005
		О	1,8	100	108	4	76	22,8	98,8	0,06	0,06	6	0,006
												∑	**0,011**
4	ТК8 - ул.Соликамское шоссе, 36	П	1,2	50	57	3,5	80	24	104	0,17	0,77	80	0,080
		О	1,2	50	57	3,5	80	24	104	0,17	0,79	82	0,082
												∑	**0,162**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №6

Таблица 6.1 (окончание)

5	ТК9 - ул.Соликамское шоссе, 47	П	1,7	50	57	3,5	80	24	104	0,24	1,51	157	0,157
		О	1,7	50	57	3,5	80	24	104	0,24	1,53	159	0,159
												∑	**0,316**
6	ТК4 - ТК4-2	П	1,0	100	108	4	70	21	91	0,03	0,02	2	0,002
		О	1,0	100	108	4	70	21	91	0,03	0,02	2	0,002
												∑	**0,003**
7	ТК4 - ТК3	П	7,5	100	108	4	30	9	39	0,27	0,77	30	0,030
		О	7,4	100	108	4	30	9	39	0,26	0,77	30	0,030
												∑	**0,060**
8	ТК2 - ТК3	П	7,5	100	108	4	170	51	221	0,27	0,77	170	0,170
		О	7,4	100	108	4	170	51	221	0,26	0,77	171	0,171
												∑	**0,341**
9	ТК1-2 - Соликамское Шоссе, 9	П	3,1	65	57	3,5	170	51	221	0,26	1,25	275	0,275
		О	3,0	65	57	3,5	170	51	221	0,25	1,26	278	0,278
												∑	**0,553**
10	ТК1 - ТК1-2	П	4,2	100	57	3,5	180	54	234	0,15	0,25	59	0,059
		О	4,1	100	57	3,5	180	54	234	0,14	0,26	60	0,060
												∑	**0,119**
11	ТК1 - Котельная №6	П	44,3	150	57	3,5	50	15	65	0,70	2,93	190	0,190
		О	43,6	150	57	3,5	50	15	65	0,69	2,90	188	0,188
												∑	**0,379**

Гидравлический расчет оптимизированной тепловой сети от котельной №6

Таблица 6.2

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная $l_{пр}$=l+lэкв., м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке ΔH=Δh$l_{пр}$, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №6 (Отопление)													
1	ТК6 - ул.Соликамское шоссе, 33	П	0,8	32	38	2,5	82	24,6	106,6	0,26	3,08	328	0,328
		О	0,7	32	38	2,5	82	24,6	106,6	0,26	3,10	331	0,331
												∑	**0,659**
2	ТК8 - ул.Соликамское шоссе, 41	П	1,1	32	38	2,5	80	24	104	0,38	6,39	664	0,664
		О	1,1	32	38	2,5	80	24	104	0,38	6,39	664	0,664
												∑	**1,328**
3	ТК8 - ул.Соликамское шоссе, 28а	П	1,8	40	45	2,5	76	22,8	98,8	0,40	5,14	508	0,508
		О	1,8	40	45	2,5	76	22,8	98,8	0,39	5,14	508	0,508
												∑	**1,016**
4	ТК4 - ТК4-2	П	1,0	32	38	2,5	70	21	91	0,34	5,03	458	0,458
		О	1,0	32	38	2,5	70	21	91	0,33	5,04	459	0,459
												∑	**0,916**
5	ТК4 - ТК3	П	7,5	65	76	3,5	30	9	39	0,63	6,88	268	0,268
		О	7,4	65	76	3,5	30	9	39	0,62	6,81	266	0,266
												∑	**0,534**
6	ТК2 - ТК3	П	7,5	65	76	3,5	170	51	221	0,63	6,88	1520	1,520
		О	7,4	65	76	3,5	170	51	221	0,62	6,81	1505	1,505
												∑	**3,026**
7	ТК1-2 - Соликамское Шоссе, 9	П	3,1	50	57	3,5	170	51	221	0,44	4,71	1040	1,040
		О	3,0	50	57	3,5	170	51	221	0,43	4,69	1037	1,037
												∑	**2,077**
8	ТК1 - ТК1-2	П	4,2	50	57	3,5	180	54	234	0,59	8,31	1945	1,945
		О	4,1	50	57	3,5	180	54	234	0,58	8,24	1928	1,928
												∑	**3,873**

Сводная таблица оптимизационного расчета

№ п/п	Наименование участка по схеме	Характеристика трубы		Длина трубопровода по плану L, м	Длина трубопровода подача+обратка, м
		Диаметр условного прохода фактический	Диаметр условного прохода оптимизированный		
		Ду, мм	Ду, мм		
1	2	3	4	5	6
1	ТК1 - ТК1-2	100	50	180	360
2	ТК1-2 - Соликамское Шоссе, 9	65	50	170	340
3	ТК2 - ТК3	100	65	170	340
4	ТК4 - ТК3	100	65	30	60
5	ТК4 - ТК4-2	100	32	70	140
6	ТК8 - ул.Соликамское шоссе, 28а	100	40	76	152
7	ТК8 - ул.Соликамское шоссе, 41	100	32	80	160
8	ТК6 - ул.Соликамское шоссе, 33	100	32	82	164

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ПРОФПАРТНЕР"

П-179-12122012 от 20.11.2020 №14

Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Тепловые сети

Расчетная часть

620/21-ИОС4.1.Р7

Пермь, 2021

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ПРОФПАРТНЕР"

П-179-12122012 от 20.11.2020 №14

Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Тепловые сети

Расчетная часть

620/21-ИОС4.1.Р7

Главный инженер проекта Мехоношин

Изм.	N док.	Подп.	Дата

Пермь, 2021

Содержание (начало)

Обозначение	Наименование	Примечание (стр.)
620/21-ИОС4.1.Р7.С	Содержание	3
620/21-ИОС4.1.Р7	Гидравлический расчет тепловых сетей	5
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. ТК21 – ТК28. Фактическая. Отопление	10
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. ТК17 – ТК20. Фактическая. Отопление	11
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. ТК8 – ТК12. Фактическая. Отопление	12
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. Кот. №7 – ТК7. Фактическая. Отопление	13
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. ТК21 – ТК28. Оптимизация. Отопление	14
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. Кот. №7 – ТК7. Оптимизация. Отопление	15
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. ТК21 – ТК28. Фактическая. ГВС	16
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. ТК17 – ТК20. Фактическая. ГВС	17
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. ТК8 – ТК12. Фактическая. ГВС	18
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. Кот. №7 – ТК7. Фактическая. ГВС	19

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р7.С		
ГИП		Мехоношин			03.21	Содержание	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			03.21		П	1	2
Н. контр.		Мехоношин			03.21		ООО "ПрофПартнер"		

Формат А4

Содержание (окончание)

Обозначение	Наименование	Примечание (стр.)
620/21-ИОС4.1.Р7	Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №7, Табл. 7.1	20
	Гидравлический расчет оптимизированной тепловой сети от котельной №7. Табл. 7.2	22
	Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №7 (ГВС), Табл. 7.1	23
	Сводная таблица оптимизационного расчета	25

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Цель выполнения гидравлического расчета системы теплоснабжения от котельной №7 на территории Красновишерского городского округа – обеспечение требуемого тепло-гидравлического режима работы системы теплоснабжения при условии оптимизации её схемы путем изменения диаметров участков теплосети и создания дополнительных перемычек.

Задачи расчета:

– определить расчетные расходы и скорости теплоносителя в подающих и обратных трубопроводах тепловой сети в соответствии с фактическими диаметрами и длинами представленных участков по существующим потребителям;

– выполнить расчет гидравлических потерь участков тепловой сети с учетом фактических максимальных часовых нагрузок на отопление и средних часовых нагрузок на ГВС;

– оптимизировать схему теплоснабжения.

Для достижения поставленной цели проведен анализ представленных исходных данных, проведена стратификация проблемы и декомпозиция системы теплоснабжения (разбиение общей схемы теплоснабжения г. Красновишерск на подсистемы с разработкой расчетных схем по каждой подсистеме).

На основании разработанных расчетных схем выполнен гидравлический расчет участков тепловой сети по методике, предложенной в [1].

Потери давления на трение (линейные потери) определяются по формуле Дарси

$$\Delta p_л = \lambda \frac{l}{d} \frac{w^2}{2} \rho,$$

где $\Delta p_л$ — потери давления на трение (линейные), Па; λ — коэффициент трения; l, d— длина и диаметр участка трубопровода, м, w — скорость потока, м/с; ρ — плотность теплоносителя, кг/м3.

Коэффициент трения зависит от режима движения жидкости, характера шероховатости внутренней поверхности трубы и высоты выступов шероховатости kэ.

Движение теплоносителя в водяных сетях характеризуется турбулентным режимом. При относительно небольших значениях числа Рейнольдса ($2300 \leq Re \leq 10d/k_э$) пристенный ламинарный слой закрывает выступы шероховатости и в результате создается режим гидравлически гладких труб. Такой режим создается почти при всех значениях относительной шероховатости k/d, за

исключением очень больших. При этом режиме в трубах с шероховатой внутренней поверхностью наблюдается турбулентное течение с сопротивлением, зависящим от вязкости жидкости. Этот режим описывается формулой Блазиуса:

$$\lambda = 0,3164/\mathrm{Re}^{0,25}$$

Рассмотренные режимы движения относятся к переходному турбулентному режиму. Установившийся турбулентный режим характеризуется квадратичным законом сопротивления, когда сопротивление обусловлено наличием инерционных сил и не зависит от вязкости жидкости. Коэффициент трения для этого режима рассчитывается по формуле Б. Л. Шифринсона:

$$\lambda = 0,11\ (k_э/d)^{0,25}$$

При расчете трубопроводов тепловых сетей потери в местных сопротивлениях учитываются через эквивалентные им длины *lэ*.

Потери давления на участке тепловой сети с учетом *lэ* рассчитываются как

$$\Delta p = \Delta p_л + \Delta p_{м.с} = \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l + \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l_э = \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ (l + l_э)$$

$$= \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l_{пр} = \Delta p_л\ \frac{l + l_э}{l} = \Delta p_л\ (1 + \alpha).$$

Здесь

$$l_{пр} = l + l_э = l\ (1 + \alpha),$$

Гидравлический расчет существующей тепловой сети выполнен на основании данных, приведенных в:

1. Приложении 1 «Схема теплоснабжения г. Красновишерск».
2. Приложении 2 «Список потребителей с расчётом полезного отпуска т/энергии от котельной №11».
3. Приложении 3 «Расчет отпуска тепловой энергии для населения»
4. Приложении 4 «Таблица исходных данных по характеристике участков тепловых сетей от котельной №11 на балансе ЭСО».

Оптимизация гидравлических режимов системы теплоснабжения

Существующие в настоящее время предложения относительно оптимальной скорости движения воды в трубопроводах систем теплоснабжения (до 3 м/с) и допустимых удельных потерях давления R (до 80 Па/м) [1] основаны главным образом на технико-экономических расчетах. Они учитывают, что с ростом скорости уменьшаются сечения трубопроводов и снижается объем теплоизоляции, т.е. сокращаются капиталовложения в устройство сети, но одновременно увеличиваются

эксплуатационные затраты на перекачку воды из-за роста гидравлического сопротивления, и наоборот. Тогда оптимальная скорость соответствует минимуму приведенных затрат за расчетный срок амортизации системы.

В условиях рыночной экономики обязательно следует принимать во внимание дисконтирование эксплуатационных издержек Э (руб./год) и капитальных затрат К (руб.). В этом случае формула для вычисления совокупных дисконтированных затрат (СДЗ), при использовании заемных средств, приобретает следующий вид [2]:

$$СДЗ=К\beta_1+Э\beta_2, \text{ руб.}, \qquad (1)$$

где: $\beta_1=(1+p/100)^T$; $\beta_2=[(1+p/100)^T-1]\cdot 100/p$.

В данном случае – коэффициенты дисконтирования капитальных и эксплуатационных затрат, вычисляемые в зависимости от расчетного срока амортизации Т (лет), и нормы дисконта р. Последняя учитывает уровень инфляции и рисков капиталовложений, т.е., в конечном счете, степень нестабильности экономики и характер изменения текущих тарифов, и определяется обычно методом экспертных оценок [2]. В первом приближении величина р соответствует годовому проценту за банковский кредит. На практике ее можно принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ РФ. Начиная с 15 января 2004 г., она равна 14% годовых.

Минимум СДЗ с учетом дисконтирования будет соответствовать такому же уровню скорости воды и удельных потерь, которые рекомендуются в литературе [1].

Оптимальная скорость движения воды:

$$v_{опт}=0{,}22\sqrt[3]{\frac{K_{ти}C_D\beta_1\sqrt[4]{D}}{C_{эл}\beta_2}}, \text{ м/с}. \qquad (2)$$

Здесь Kти – коэффициент удорожания трубопроводов за счет наличия теплоизоляции. При применении отечественных материалов типа минераловатных матов можно принять Kти = 1,3. Параметр CD представляет собой удельную стоимость одного метра трубопровода (руб./м2), отнесенную к внутреннему диаметру D (м). Поскольку в прайс-листах обычно указывается цена в рублях за тонну металла См, пересчет необходимо производить по очевидному соотношению $C_D=\pi\rho C_м\delta\cdot 10^{-3}=0{,}0245C_м\delta$, где – толщина стенки трубопровода (мм), =7,8 т/м3 – плотность материала трубопроводов. Величина Сэл соответствует тарифу на электроэнергию. По данным ОАО «Мосэнерго» на первую половину 2004 г. для коммунальных потребителей Сэл= 1,1723 руб./кВтч.

Формула (2) получена из условия d(СДЗ)/dv=0. Определение эксплуатационных затрат производилось с учетом того, что эквивалентная шероховатость стенок трубопроводов равна 0,5

мм [3], а КПД сетевых насосов составляет около 0,8. Плотность воды ρw считалась равной 920 кг/м3 для характерного диапазона температур в тепловой сети. Кроме того, предполагалось, что циркуляция в сети осуществляется круглогодично, что вполне оправданно, исходя из нужд горячего водоснабжения.

Анализ формулы (1) показывает, что для больших сроков амортизации T (10 лет и выше), характерных для тепловых сетей, отношение коэффициентов дисконтирования практически равно своему предельному минимальному значению p/100. В этом случае выражение (2) дает наименьшую экономически целесообразную скорость воды, соответствующую условию, когда годовой процент за кредит, взятый на строительство, равен годовой прибыли от снижения эксплуатационных издержек, т.е. при бесконечном сроке окупаемости. При конечном сроке оптимальная скорость будет выше. Но в любом случае эта скорость будет превышать вычисленную без учета дисконтирования, поскольку тогда, как легко убедиться, а в современных условиях пока получается 1/T< p/100.

Значения оптимальной скорости воды и соответствующие им целесообразные удельные потери давления, вычисленные по выражению (2) при среднем уровне CD и предельном соотношении, приведены на рис.1. Представлено соотношение непосредственно между G и D. Для среднего уровня CD оно приведено на рис. 2.

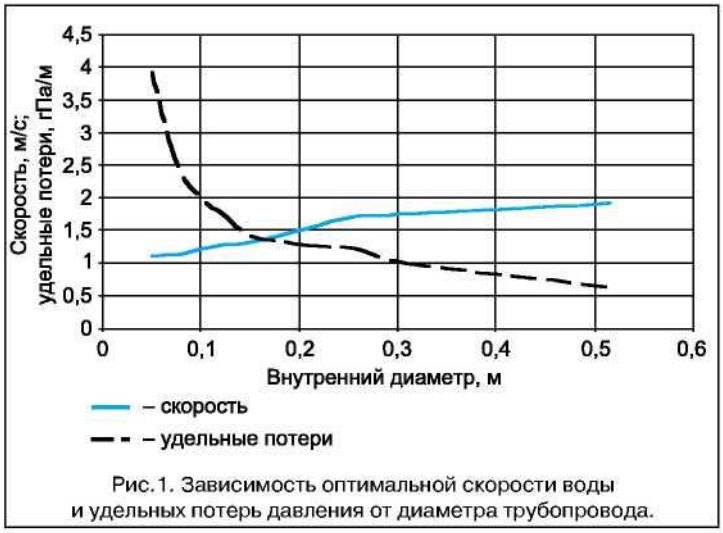


Рис.1. Зависимость оптимальной скорости воды и удельных потерь давления от диаметра трубопровода.

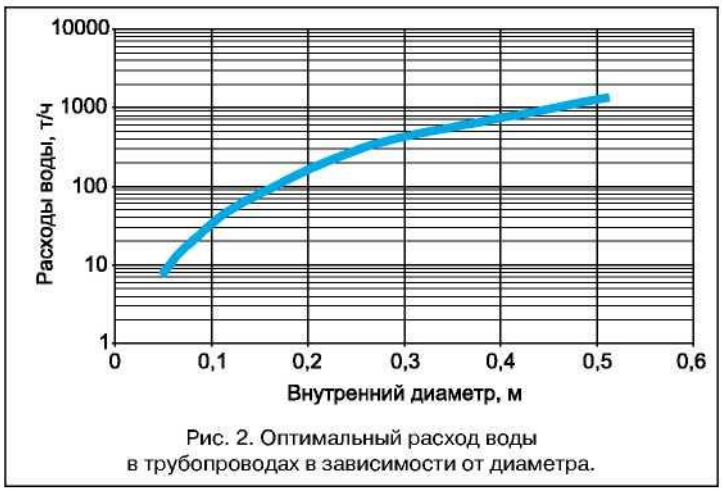


Рис. 2. Оптимальный расход воды в трубопроводах в зависимости от диаметра.

Литература

1. А.А Ионин и др. Теплоснабжение. Учебник для вузов. – М.: Стройиздат, 1982, 336 с.

2. В.Г.Гагарин. Критерий окупаемости затрат на повышение теплозащиты ограждающих конструкций зданий в различных странах. Сб. докл. конф. НИИСФ, 2001, с. 43 – 63.

40,6
200-0,36-0,23
160,0

7,1
100-0,25-0,18
100,0

152,2
200-1,35-7,2
380,0

17,7
100-0,63-1,3
130,0

29,5
150-0,46-0,25
73,0

45,8
150-0,72-0,52
65,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.Р7		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	1	4
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. ТК21 - ТК28. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

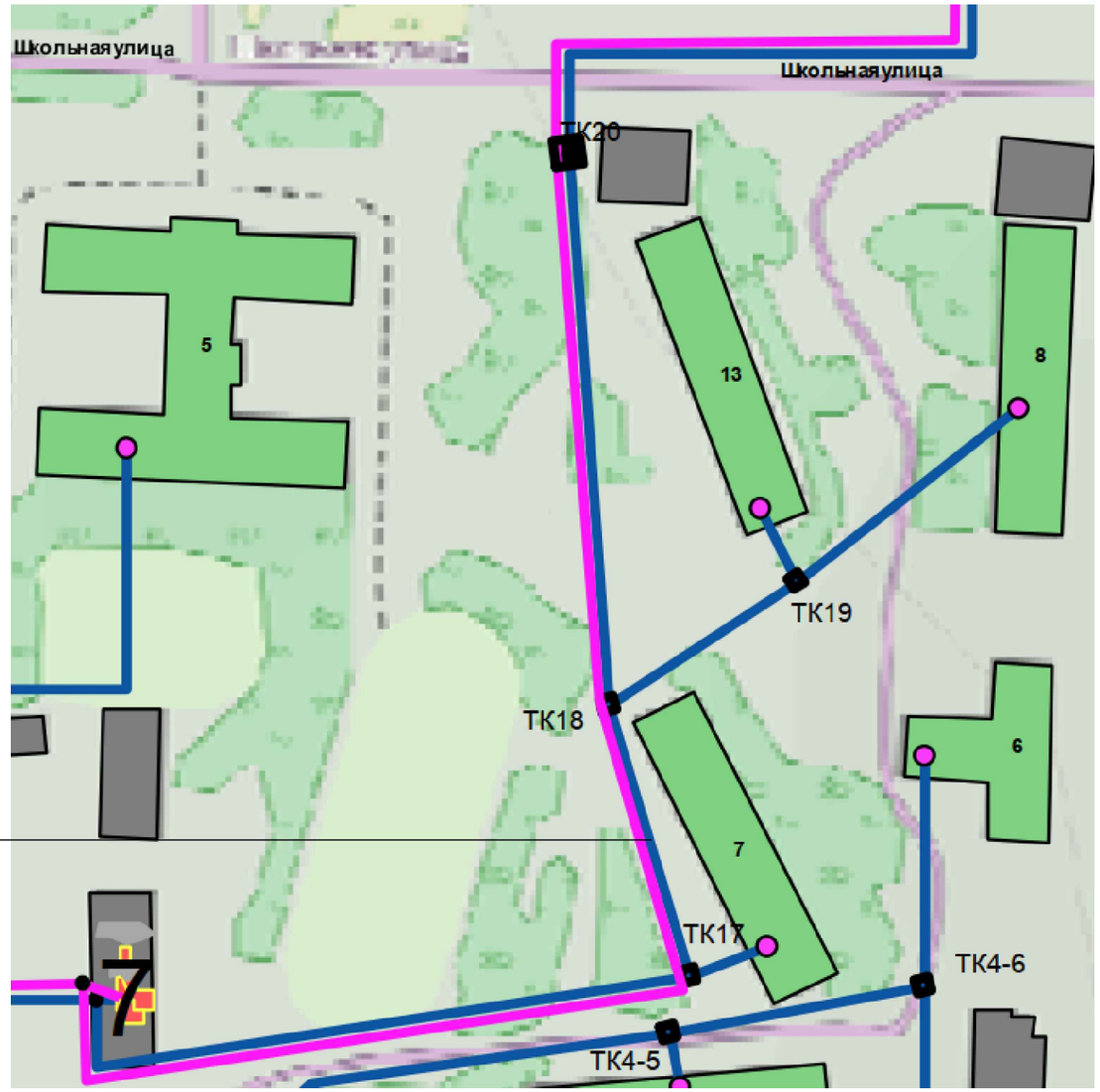
Формат А3

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



169,6
200-1,5-6,1
260,0

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р7			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	2	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. ТК17 – ТК20. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р7			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	3	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. ТК8 – ТК12. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

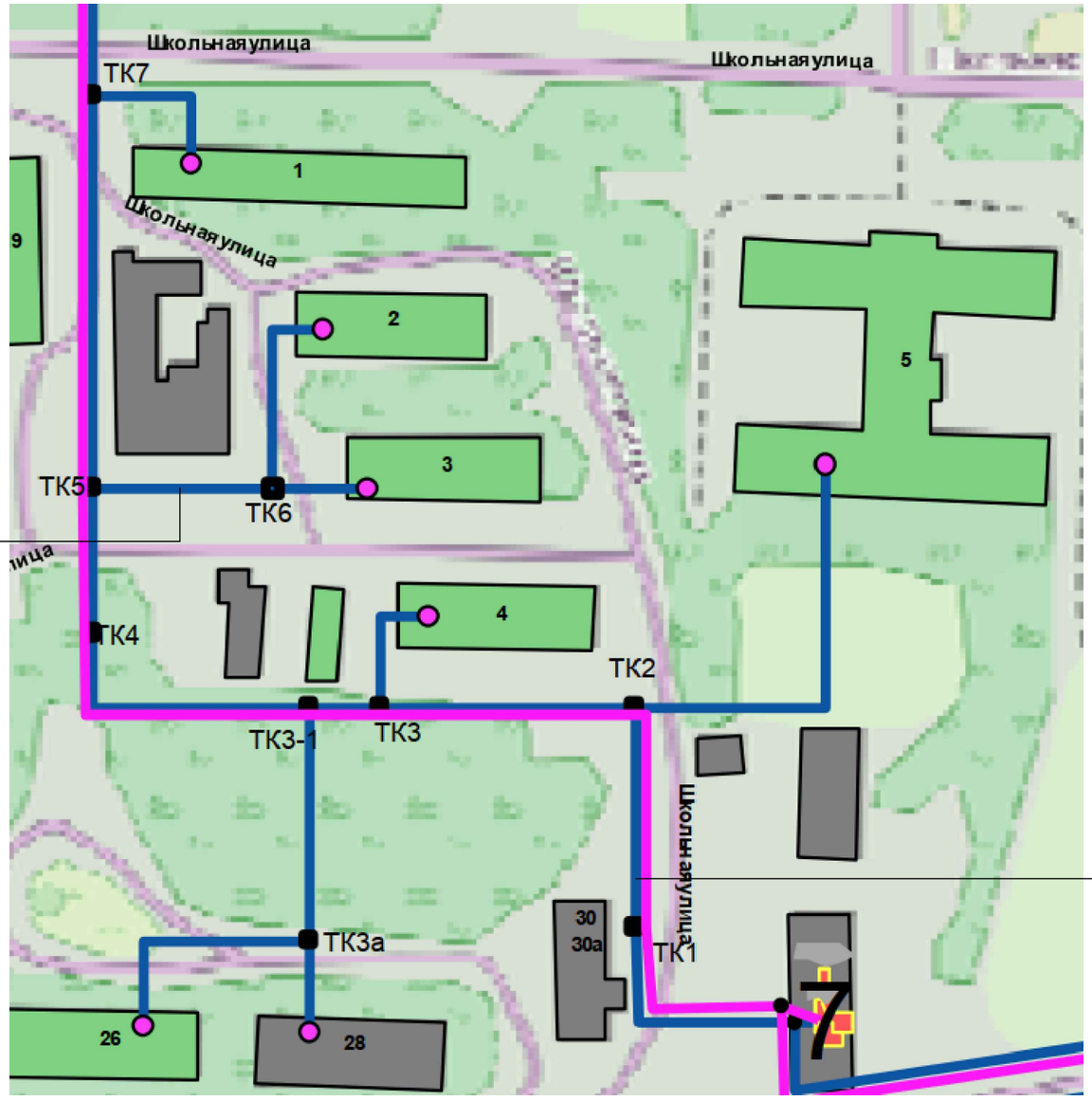
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р7			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	4	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. Кот. №7 – ТК7. Фактическая. Отопление	ООО "ПрофПартнер"		

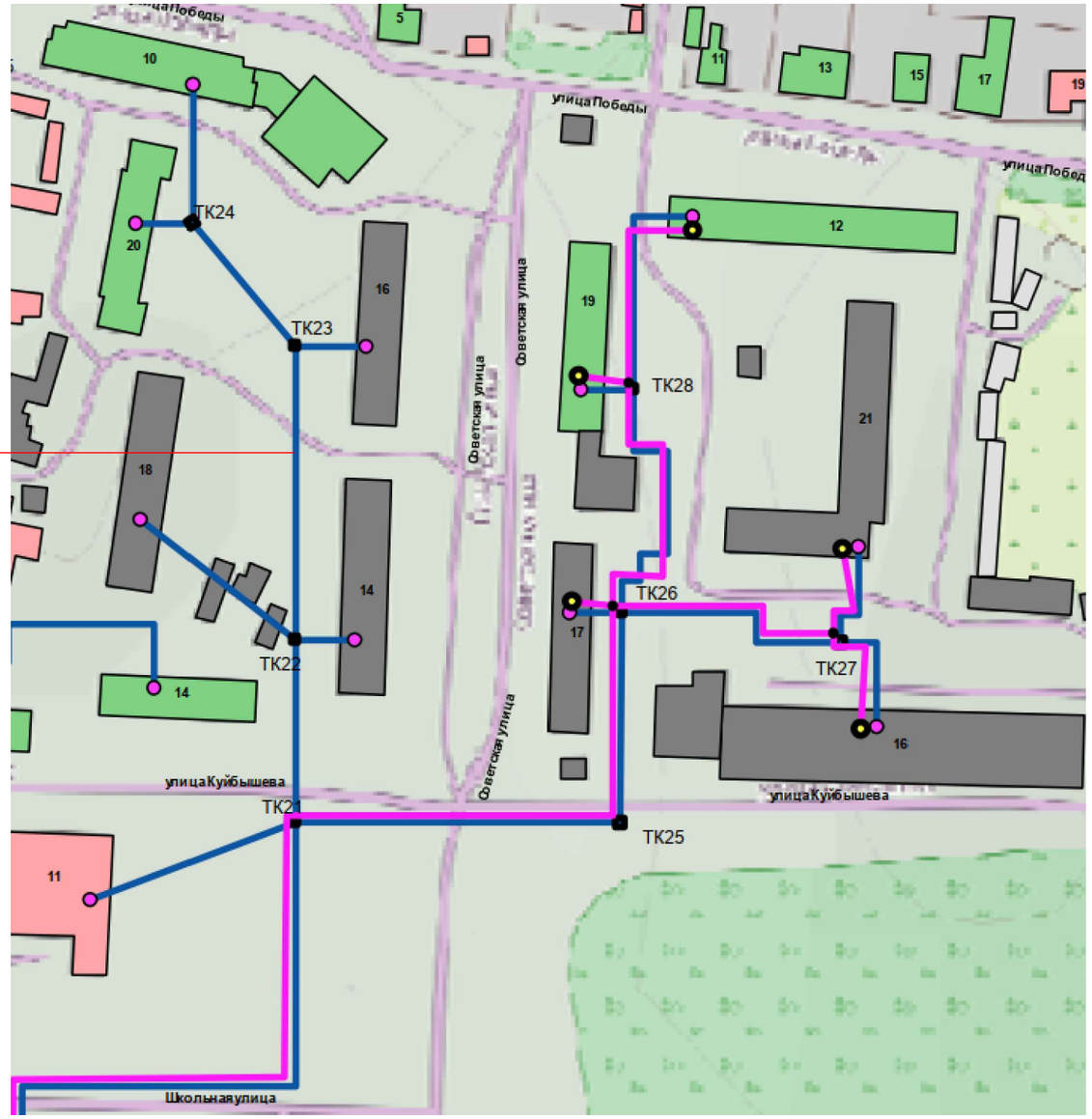
Формат А3

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



40,6
150-0,64-1,0
160,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.Р7		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия: П	Лист: 1 / Листов: 2
Инженер		Ракитин			02.21			
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. ТК21 - ТК28. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"	

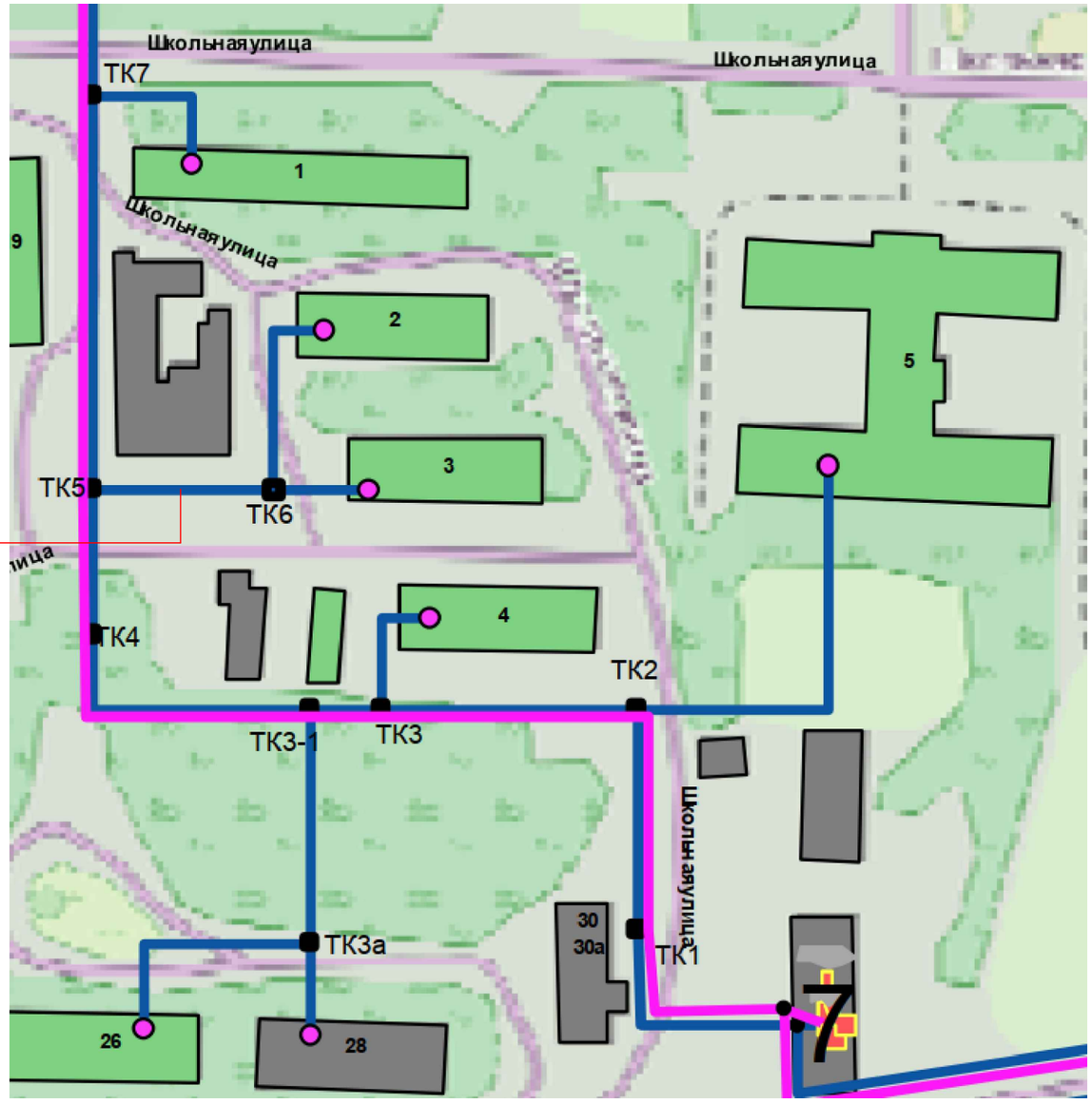
Формат А3

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.Р7		
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия: П	Лист: 2
Инженер		Ракитин			02.21			Листов:
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. Кот. №7 – ТК7. Оптимизация. Отопление	ООО "ПрофПартнер"	

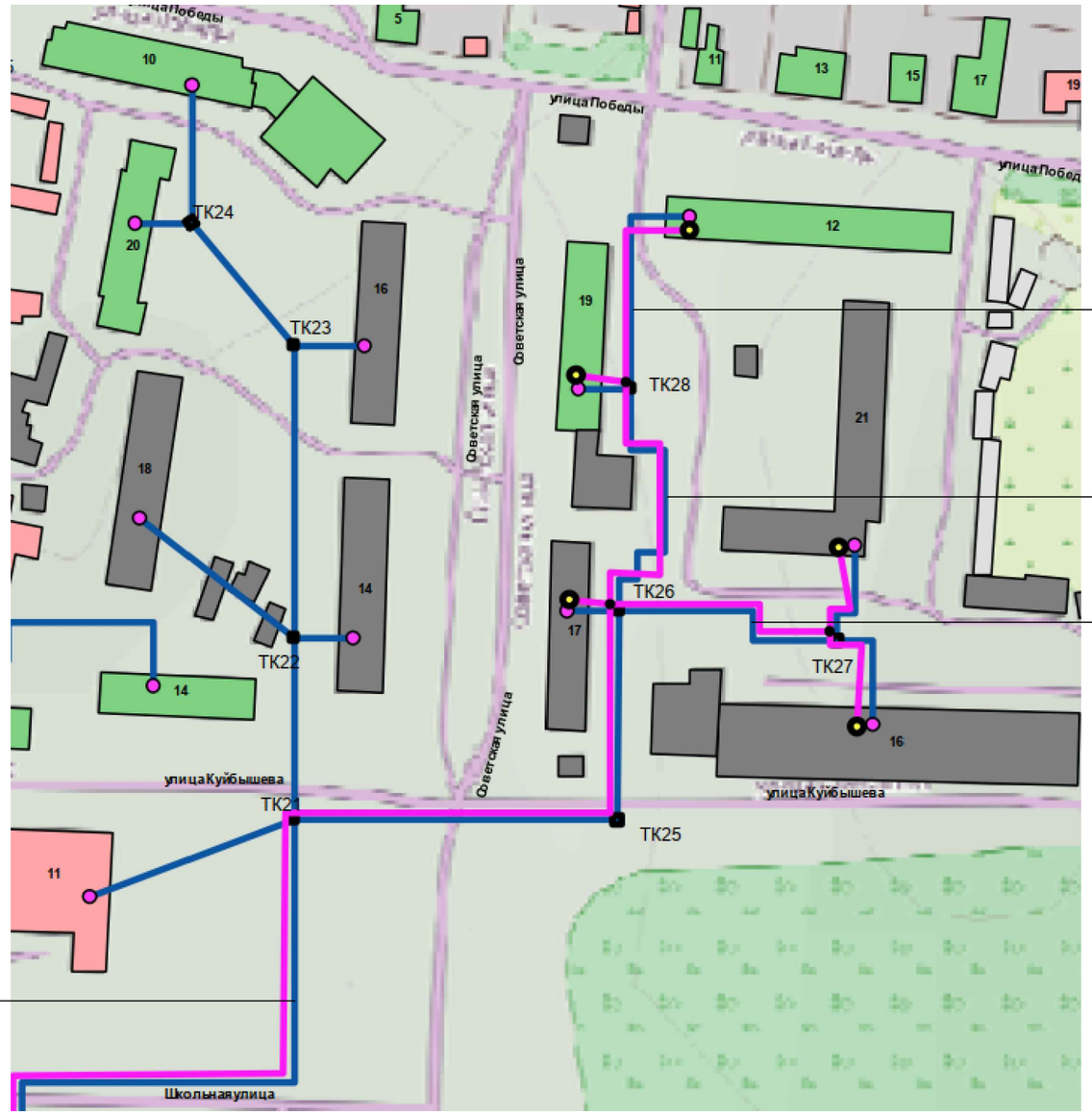
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



1,8
40-0,4-1,7
130,0

3,0
50-0,4-0,8
73,0

4,6
50-0,65-1,7
65,0

0,9
50-0,13-0,5
380,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

						620/21-ИОС4.1.Р7
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети
Инженер		Ракитин			02.21	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. ТК21 - ТК28. Фактическая. ГВС

Стадия	Лист	Листов
П	1	2

ООО "ПрофПартнер"

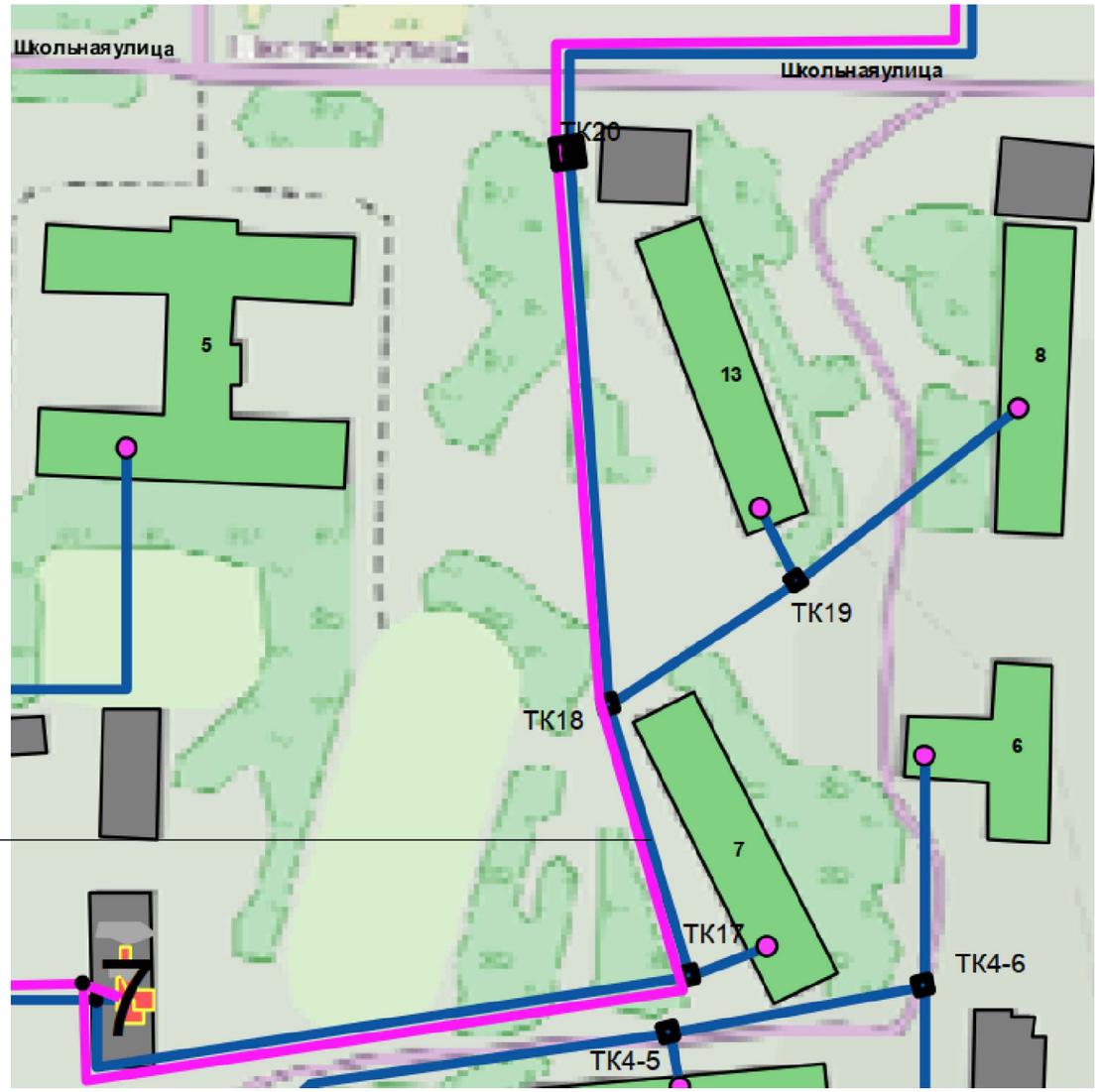
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



1,8
50-0,26-1,2
260,0

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р7			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	2	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. ТК17 – ТК20. Фактическая. ГВС	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р7			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	3	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. ТК8 - ТК12. Фактическая. ГВС	ООО "ПрофПартнер"		

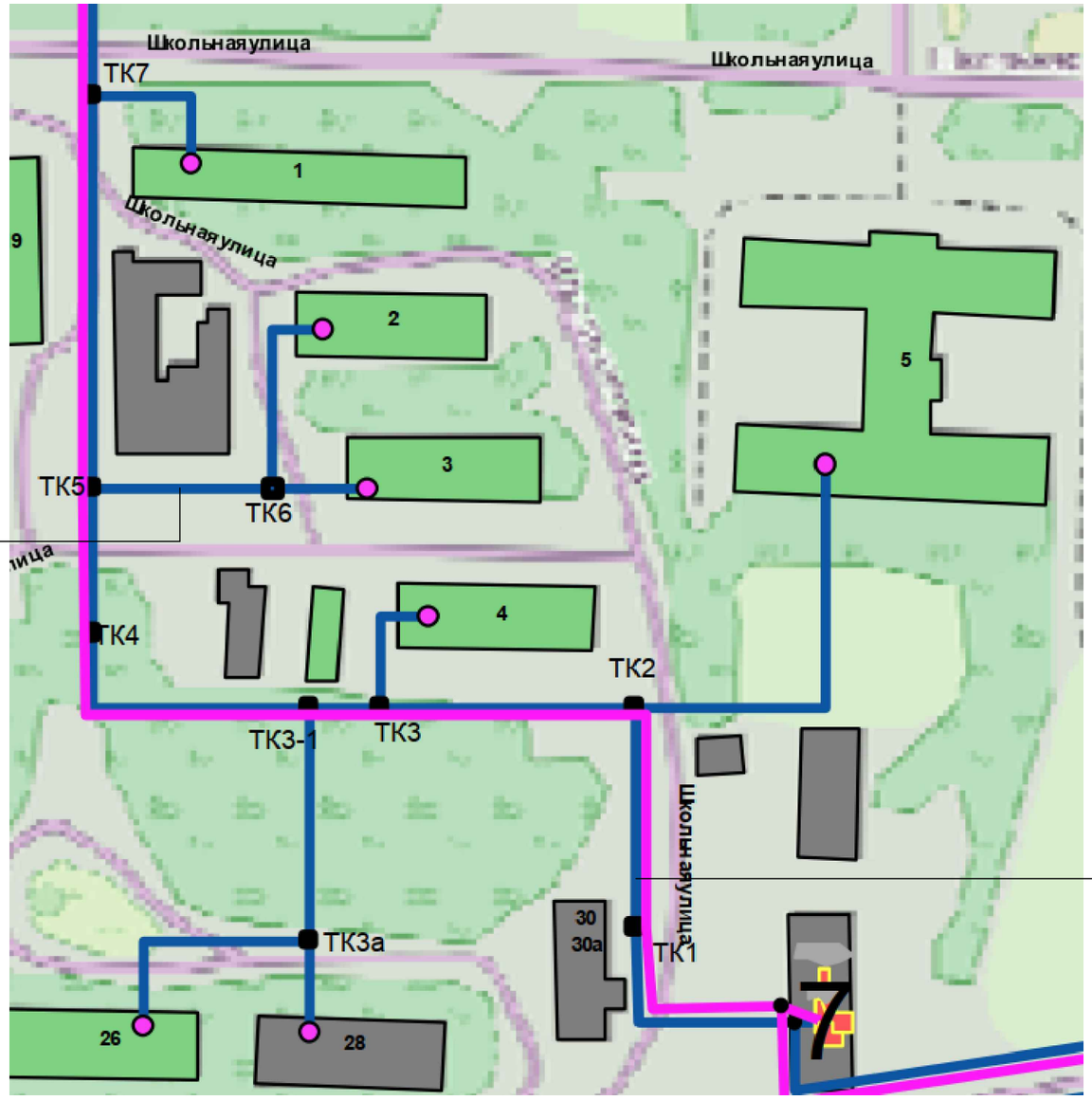
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть (отопление)

– Существующая теплосеть (ГВС)

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р7			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	4	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №7. Кот. №7 – ТК7. Фактическая. ГВС	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №7

Таблица 7.1 (начало)

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная $l_{пр.}=l+l_{экв.}$, м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке $\Delta H=\Delta h l_{пр}$, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №7 (Отопление)													
1	ТК21 - ТК23	П	40,6	200	219	6	160	48	208	0,36	0,57	118	0,118
		О	39,9	200	219	6	160	48	208	0,35	0,57	118	0,118
												∑	**0,236**
2	ТК21 - Муз. Шк.	П	7,1	100	108	4	100	30	130	0,25	0,68	89	0,089
		О	7,0	100	108	4	100	30	130	0,25	0,69	89	0,089
												∑	**0,178**
3	ТК28 - Победы, 12	П	17,7	100	108	4	130	39	169	0,63	3,95	668	0,668
		О	17,4	100	108	4	130	39	169	0,62	3,91	662	0,662
												∑	**1,330**
4	ТК28 - ТК26	П	29,5	150	159	4,5	73	21,9	94,9	0,46	1,33	127	0,127
		О	29,0	150	159	4,5	73	21,9	94,9	0,46	1,33	126	0,126
												∑	**0,253**
5	ТК27 - ТК26	П	45,8	150	159	4,5	65	19,5	84,5	0,72	3,12	263	0,263
		О	45,0	150	159	4,5	65	19,5	84,5	0,71	3,08	260	0,260
												∑	**0,524**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №7

Таблица 7.1 (окончание)

6	Котельная №7 - ТК26	П	11,5	200	219	6	640	192	832	0,10	0,05	45	0,045
		О	11,3	200	219	6	640	192	832	0,10	0,06	46	0,046
												∑	**0,090**
7	ТК21 - ТК18	П	152,2	200	219	6	380	114	494	1,35	7,41	3662	3,662
		О	149,7	200	219	6	380	114	494	1,32	7,26	3588	3,588
												∑	**7,250**
8	Кот. №7 - ТК18	П	169,6	200	219	6	260	78	338	1,50	9,18	3104	3,104
		О	166,8	200	219	6	260	78	338	1,48	8,99	3038	3,038
												∑	**6,142**
9	ТК12 - ТК15	П	20,6	100	108	4	150	45	195	0,73	5,28	1030	1,030
		О	20,2	100	108	4	150	45	195	0,72	5,22	1017	1,017
												∑	**2,047**
10	ТК12 - ТК11-1	П	28,7	100	108	4	48	14,4	62,4	1,02	10,14	633	0,633
		О	28,2	100	108	4	48	14,4	62,4	1,00	9,97	622	0,622
												∑	**1,255**
11	ТК8 - ТК7	П	79,8	200	219	6	75	22,5	97,5	0,71	2,10	204	0,204
		О	78,5	200	219	6	75	22,5	97,5	0,69	2,07	202	0,202
												∑	**0,406**
12	ТК5 - ТК6	П	10,0	80	89	3,5	32	9,6	41,6	0,55	4,12	171	0,171
		О	9,9	80	89	3,5	32	9,6	41,6	0,55	4,09	170	0,170
												∑	**0,341**
13	Котельная №7 - ТК2	П	111,8	200	89	3,5	230	69	299	0,99	4,05	1210	1,210
		О	110,0	200	89	3,5	230	69	299	0,97	3,98	1190	1,190
												∑	**2,400**

Гидравлический расчет оптимизированной тепловой сети от котельной №7

Таблица 7.2

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная lпр.=l+lэкв., м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке ΔH=Δhlпр, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №7 (Отопление)													
1	ТК21 - ТК23	П	40,6	150	159	4,5	160	48	208	0,64	2,47	513	0,513
		О	39,9	150	159	4,5	160	48	208	0,63	2,44	508	0,508
												∑	**1,021**
2	ТК21 - Муз. Шк.	П	7,1	65	76	3,5	100	30	130	0,59	6,08	791	0,791
		О	7,0	65	76	3,5	100	30	130	0,58	6,03	784	0,784
												∑	**1,575**
3	ТК5 - ТК6	П	10,0	65	76	3,5	32	9,6	41,6	0,84	11,97	498	0,498
		О	9,9	65	76	3,5	32	9,6	41,6	0,83	11,80	491	0,491
												∑	**0,989**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №7 (ГВС)

Таблица 7.3 (начало)

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная $l_{пр.}=l+l_{экв.}$, м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке $\Delta H=\Delta h l_{пр}$, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №7 (ГВС)													
1	ТК28 - Победы, 12	П	1,8	40	45	2,5	130	39	169	0,39	5,02	848	0,848
		О	1,7	40	45	2,5	130	39	169	0,39	5,01	847	0,847
												∑	**1,695**
2	ТК28 - ТК26	П	3,0	50	57	3,5	73	21,9	94,9	0,42	4,30	408	0,408
		О	2,9	50	57	3,5	73	21,9	94,9	0,41	4,29	407	0,407
												∑	**0,815**
3	ТК27 - ТК26	П	4,6	50	57	3,5	65	19,5	84,5	0,65	10,03	847	0,847
		О	4,5	50	57	3,5	65	19,5	84,5	0,64	9,93	839	0,839
												∑	**1,686**
4	ТК21 - ТК18	П	0,9	50	57	3,5	380	114	494	0,13	0,49	240	0,240
		О	0,9	50	57	3,5	380	114	494	0,13	0,50	246	0,246
												∑	**0,486**
5	Кот. №7 - ТК18	П	1,8	50	57	3,5	260	78	338	0,26	1,75	590	0,590
		О	1,8	50	57	3,5	260	78	338	0,26	1,76	595	0,595
												∑	**1,185**
6	ТК12 - ТК15	П	2,1	50	57	3,5	150	45	195	0,29	2,15	420	0,420
		О	2,0	50	57	3,5	150	45	195	0,29	2,16	422	0,422
												∑	**0,842**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №7 (ГВС)

Таблица 7.3 (окончание)

7	ТК12 - ТК11-1	П	2,3	50	57	3,5	48	14,4	62,4	0,32	2,64	165	0,165
		О	2,3	50	57	3,5	48	14,4	62,4	0,32	2,65	165	0,165
												∑	**0,330**
8	ТК8 - ТК7	П	5,3	80	89	3,5	75	22,5	97,5	0,30	1,23	120	0,120
		О	5,3	80	89	3,5	75	22,5	97,5	0,29	1,24	121	0,121
												∑	**0,241**
9	ТК5 - ТК6	П	1,0	32	38	2,5	32	9,6	41,6	0,34	4,97	207	0,207
		О	1,0	32	38	2,5	32	9,6	41,6	0,33	4,99	207	0,207
												∑	**0,414**
10	Котельная №7 - ТК2	П	11,2	100	38	2,5	230	69	299	0,40	1,63	487	0,487
		О	11,0	100	38	2,5	230	69	299	0,39	1,63	486	0,486
												∑	**0,973**

Сводная таблица оптимизационного расчета

№ п/п	Наименование участка по схеме	Характеристика трубы		Длина трубопровода по плану L, м	Длина трубопровода подача+обратка, м
		Диаметр условного прохода фактический	Диаметр условного прохода оптимизированный		
		Ду, мм	Ду, мм		
1	2	3	4	5	6
1	ТК21 - ТК23	200	150	208	416
2	ТК21 - Муз. Шк.	100	65	100	200
3	ТК5 - ТК6	80	65	32	64

Согласовано
Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ПРОФПАРТНЕР"

П-179-12122012 от 20.11.2020 №14

Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Тепловые сети

Расчетная часть

620/21-ИОС4.1.Р11

Пермь, 2021

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ПРОФПАРТНЕР"

П-179-12122012 от 20.11.2020 №14

Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Тепловые сети

Расчетная часть

620/21-ИОС4.1.Р11

Главный инженер проекта Мехоношин

Изм.	N док.	Подп.	Дата

Пермь, 2021

Содержание (начало)

Обозначение	Наименование	Примечание (стр.)
620/21-ИОС4.1.Р11.С	Содержание	3
620/21-ИОС4.1.Р11	Гидравлический расчет тепловых сетей	5
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК1 - ИП Рахимов. Фактическая	10
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК0-2 - Маяковского, 28. Фактическая	11
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК23 - ТК15. Фактическая	12
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК14 - ТК14-1. Фактическая	13
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК10 - ТК13. Фактическая	14
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК11 - ТК12. Фактическая	15
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК8 - ТК9. Фактическая	16
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК6 - ТК7а. Фактическая	17
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК6 - ТК6-10. Фактическая	18
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК5 - ТК6. Фактическая	19
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК3 - ТК4. Фактическая	20
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК2 - ТК3-8. Фактическая	21
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК2 - ТК1-10. Фактическая	22
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК0 - ТК1. Фактическая	23
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК0 - Котельная №11. Фактическая	24
	Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11, Табл. 11.1	25

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11.С		
ГИП		Мехоношин			03.21	Содержание	Стадия: П	Лист: 1 / Листов: 2
Инженер		Ракитин			03.21		ООО "ПрофПартнер"	
Н. контр.		Мехоношин			03.21			

Содержание (окончание)

Обозначение	Наименование	Примечание (стр.)
620/21-ИОС4.1.Р11	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК23 - ТК15. Оптимизация	41
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК14 - ТК14-1. Оптимизация	42
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК10 - ТК13. Оптимизация	43
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК8 - ТК9. Оптимизация	44
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК6 - ТК6-10. Оптимизация	45
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК5 - ТК6. Оптимизация	46
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК3 - ТК4. Оптимизация	47
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК2 - ТК1-10. Оптимизация	48
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК0 - ТК1. Оптимизация	49
	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК0 - Котельная №11. Оптимизация	50
	Гидравлический расчет оптимизированной тепловой сети от котельной №11, Табл. 11.2	51
	Приложение 1 «Схема теплоснабжения г. Красновишерск»	
	Приложение 2 «Список потребителей с расчётом полезного отпуска т/энергии от котельной №11»	
	Приложение 3 «Расчет отпуска тепловой энергии для населения»	
	Приложении 4 «Таблица исходных данных по характеристике участков тепловых сетей от котельной №11 на балансе ЭСО»	

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата

620/21-ИОС4.1.Р11.С

Формат А4

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Цель выполнения гидравлического расчета системы теплоснабжения от котельной №11 на территории Красновишерского городского округа – обеспечение требуемого тепло-гидравлического режима работы системы теплоснабжения при условии оптимизации её схемы путем изменения диаметров участков теплосети и создания дополнительных перемычек.

Задачи расчета:

– определить расчетные расходы и скорости теплоносителя в подающих и обратных трубопроводах тепловой сети в соответствии с фактическими диаметрами и длинами представленных участков по существующим потребителям;

– выполнить расчет гидравлических потерь участков тепловой сети с учетом фактических максимальных часовых нагрузок на отопление и средних часовых нагрузок на ГВС;

– оптимизировать схему теплоснабжения.

Для достижения поставленной цели проведен анализ представленных исходных данных, проведена стратификация проблемы и декомпозиция системы теплоснабжения (разбиение общей схемы теплоснабжения г. Красновишерск на подсистемы с разработкой расчетных схем по каждой подсистеме).

На основании разработанных расчетных схем выполнен гидравлический расчет участков тепловой сети по методике, предложенной в [1].

Потери давления на трение (линейные потери) определяются по формуле Дарси

$$\Delta p_л = \lambda \frac{l}{d} \frac{w^2}{2} \rho,$$

где $\Delta p_л$ — потери давления на трение (линейные), Па; λ — коэффициент трения; l, d— длина и диаметр участка трубопровода, м, w — скорость потока, м/с; ρ — плотность теплоносителя, кг/м3.

Коэффициент трения зависит от режима движения жидкости, характера шероховатости внутренней поверхности трубы и высоты выступов шероховатости kэ.

Движение теплоносителя в водяных сетях характеризуется турбулентным режимом. При относительно небольших значениях числа Рейнольдса ($2300 \leq Re \leq 10d/k_э$) пристенный ламинарный слой закрывает выступы шероховатости и в результате создается режим гидравлически гладких труб. Такой режим создается почти при всех значениях относительной шероховатости k/d, за

исключением очень больших. При этом режиме в трубах с шероховатой внутренней поверхностью наблюдается турбулентное течение с сопротивлением, зависящим от вязкости жидкости. Этот режим описывается формулой Блазиуса:

$$\lambda = 0,3164/\mathrm{Re}^{0,25}$$

Рассмотренные режимы движения относятся к переходному турбулентному режиму. Установившийся турбулентный режим характеризуется квадратичным законом сопротивления, когда сопротивление обусловлено наличием инерционных сил и не зависит от вязкости жидкости. Коэффициент трения для этого режима рассчитывается по формуле Б. Л. Шифринсона:

$$\lambda = 0,11\ (k_э/d)^{0,25}$$

При расчете трубопроводов тепловых сетей потери в местных сопротивлениях учитываются через эквивалентные им длины *lэ*.

Потери давления на участке тепловой сети с учетом *lэ* рассчитываются как

$$\Delta p = \Delta p_л + \Delta p_{м.с} = \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l + \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l_э = \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ (l + l_э)$$

$$= \frac{\lambda}{d}\ \frac{w^2}{2}\ \rho\ l_{пр} = \Delta p_л\ \frac{l + l_э}{l} = \Delta p_л\ (1 + \alpha).$$

Здесь

$$l_{пр} = l + l_э = l\ (1 + \alpha),$$

Гидравлический расчет существующей тепловой сети выполнен на основании данных, приведенных в:

1. Приложении 1 «Схема теплоснабжения г. Красновишерск».
2. Приложении 2 «Список потребителей с расчётом полезного отпуска т/энергии от котельной №11».
3. Приложении 3 «Расчет отпуска тепловой энергии для населения»
4. Приложении 4 «Таблица исходных данных по характеристике участков тепловых сетей от котельной №11 на балансе ЭСО».

Оптимизация гидравлических режимов системы теплоснабжения

Существующие в настоящее время предложения относительно оптимальной скорости движения воды в трубопроводах систем теплоснабжения (до 3 м/с) и допустимых удельных потерях давления R (до 80 Па/м) [1] основаны главным образом на технико-экономических расчетах. Они учитывают, что с ростом скорости уменьшаются сечения трубопроводов и снижается объем теплоизоляции, т.е. сокращаются капиталовложения в устройство сети, но одновременно увеличиваются

эксплуатационные затраты на перекачку воды из-за роста гидравлического сопротивления, и наоборот. Тогда оптимальная скорость соответствует минимуму приведенных затрат за расчетный срок амортизации системы.

В условиях рыночной экономики обязательно следует принимать во внимание дисконтирование эксплуатационных издержек Э (руб./год) и капитальных затрат К (руб.). В этом случае формула для вычисления совокупных дисконтированных затрат (СДЗ), при использовании заемных средств, приобретает следующий вид [2]:

$$СДЗ=К\beta_1+Э\beta_2, \text{ руб.}, \qquad (1)$$

где: $\beta_1=(1+p/100)^T$; $\beta_2=[(1+p/100)^T-1]\cdot 100/p$.

В данном случае – коэффициенты дисконтирования капитальных и эксплуатационных затрат, вычисляемые в зависимости от расчетного срока амортизации Т (лет), и нормы дисконта р. Последняя учитывает уровень инфляции и рисков капиталовложений, т.е., в конечном счете, степень нестабильности экономики и характер изменения текущих тарифов, и определяется обычно методом экспертных оценок [2]. В первом приближении величина р соответствует годовому проценту за банковский кредит. На практике ее можно принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ РФ. Начиная с 15 января 2004 г., она равна 14% годовых.

Минимум СДЗ с учетом дисконтирования будет соответствовать такому же уровню скорости воды и удельных потерь, которые рекомендуются в литературе [1].

Оптимальная скорость движения воды:

$$v_{опт}=0{,}22\sqrt[3]{\frac{K_{ти}C_D\beta_1\sqrt[4]{D}}{C_{эл}\beta_2}}, \text{ м/с}. \qquad (2)$$

Здесь Kти – коэффициент удорожания трубопроводов за счет наличия теплоизоляции. При применении отечественных материалов типа минераловатных матов можно принять Kти = 1,3. Параметр CD представляет собой удельную стоимость одного метра трубопровода (руб./м2), отнесенную к внутреннему диаметру D (м). Поскольку в прайс-листах обычно указывается цена в рублях за тонну металла См, пересчет необходимо производить по очевидному соотношению $C_D=\pi\rho C_м\delta\cdot 10^{-3}=0{,}0245C_м\delta$, где – толщина стенки трубопровода (мм), =7,8 т/м3 – плотность материала трубопроводов. Величина Сэл соответствует тарифу на электроэнергию. По данным ОАО «Мосэнерго» на первую половину 2004 г. для коммунальных потребителей Сэл= 1,1723 руб./кВтч.

Формула (2) получена из условия d(СДЗ)/dv=0. Определение эксплуатационных затрат производилось с учетом того, что эквивалентная шероховатость стенок трубопроводов равна 0,5

мм [3], а КПД сетевых насосов составляет около 0,8. Плотность воды ρw считалась равной 920 кг/м3 для характерного диапазона температур в тепловой сети. Кроме того, предполагалось, что циркуляция в сети осуществляется круглогодично, что вполне оправданно, исходя из нужд горячего водоснабжения.

Анализ формулы (1) показывает, что для больших сроков амортизации T (10 лет и выше), характерных для тепловых сетей, отношение коэффициентов дисконтирования практически равно своему предельному минимальному значению p/100. В этом случае выражение (2) дает наименьшую экономически целесообразную скорость воды, соответствующую условию, когда годовой процент за кредит, взятый на строительство, равен годовой прибыли от снижения эксплуатационных издержек, т.е. при бесконечном сроке окупаемости. При конечном сроке оптимальная скорость будет выше. Но в любом случае эта скорость будет превышать вычисленную без учета дисконтирования, поскольку тогда, как легко убедиться, а в современных условиях пока получается 1/T< p/100.

Значения оптимальной скорости воды и соответствующие им целесообразные удельные потери давления, вычисленные по выражению (2) при среднем уровне CD и предельном соотношении, приведены на рис.1. Представлено соотношение непосредственно между G и D. Для среднего уровня CD оно приведено на рис. 2.

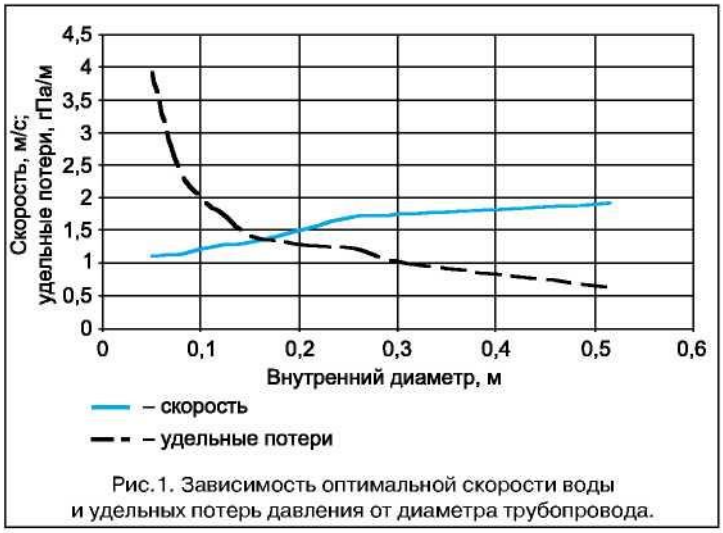


Рис.1. Зависимость оптимальной скорости воды и удельных потерь давления от диаметра трубопровода.

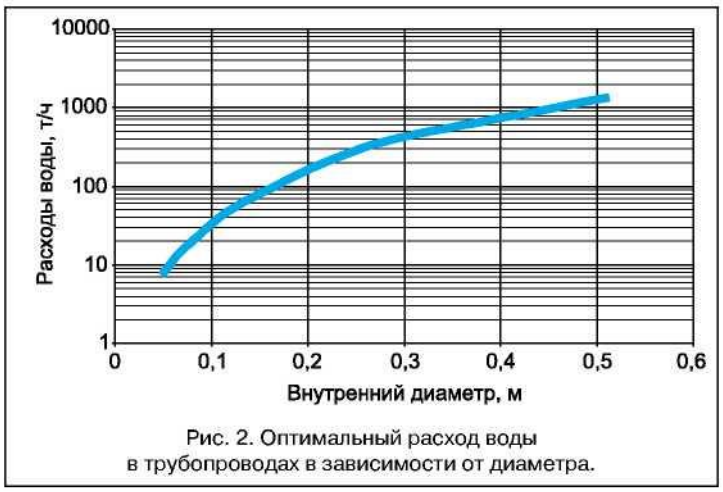
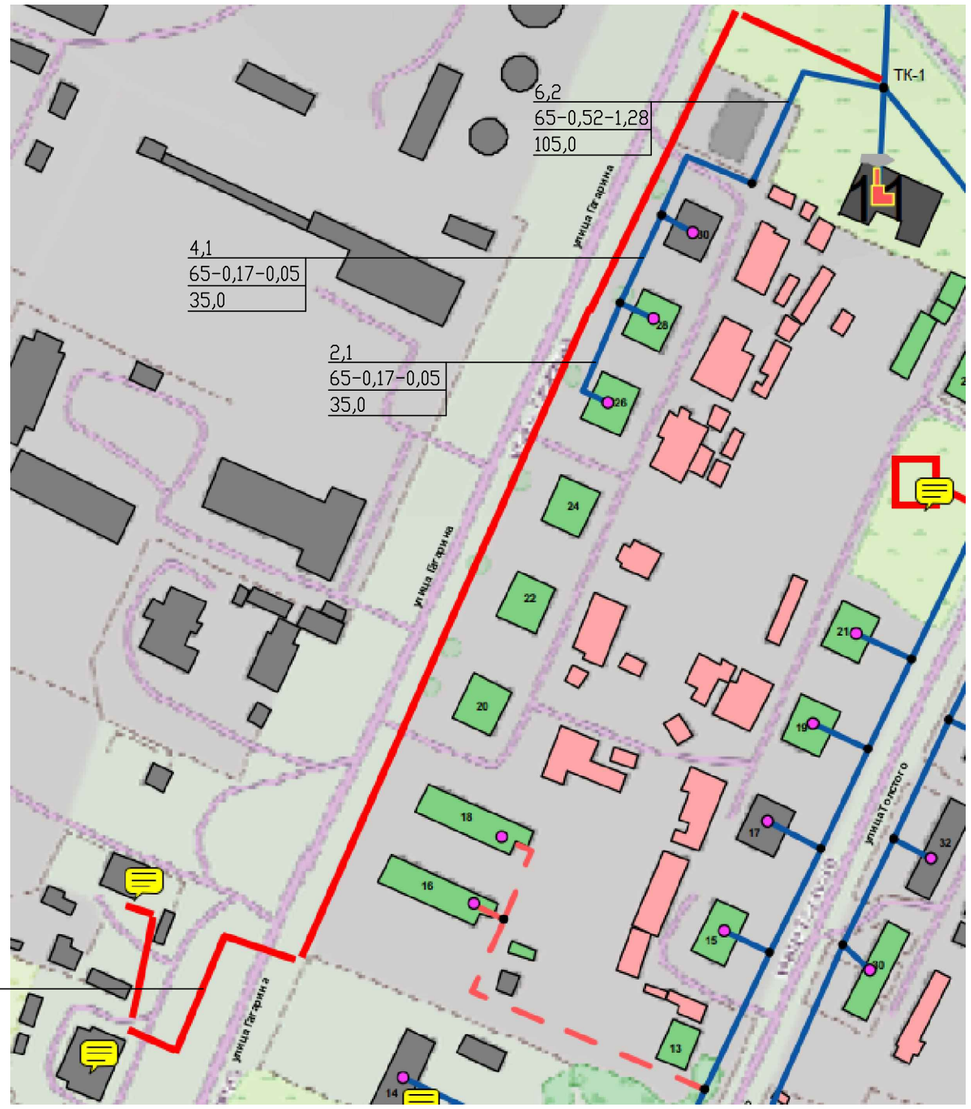


Рис. 2. Оптимальный расход воды в трубопроводах в зависимости от диаметра.

Литература

1. А.А Ионин и др. Теплоснабжение. Учебник для вузов. – М.: Стройиздат, 1982, 336 с.

2. В.Г.Гагарин. Критерий окупаемости затрат на повышение теплозащиты ограждающих конструкций зданий в различных странах. Сб. докл. конф. НИИСФ, 2001, с. 43 – 63.



Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	1	15
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК1 – ИП Рахимов. Фактическая	ООО "ПрофПартнер"		

Формат А3

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Согласовано

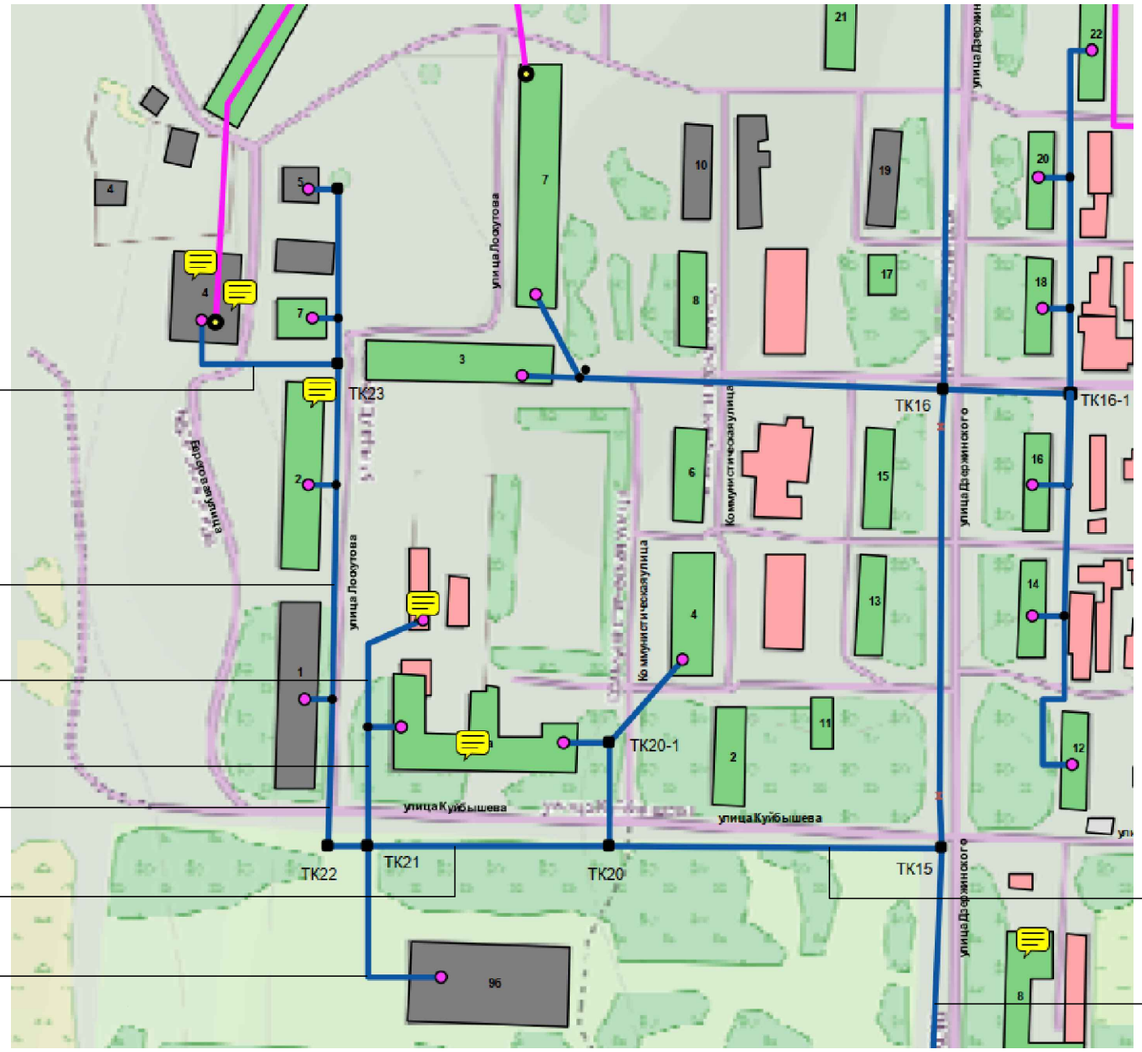
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	2	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТКО-2 – Маяковского, 28. Фактическая	ООО "ПрофПартнер"		

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	3	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК23 – ТК15. Фактическая	ООО "ПрофПартнер"		

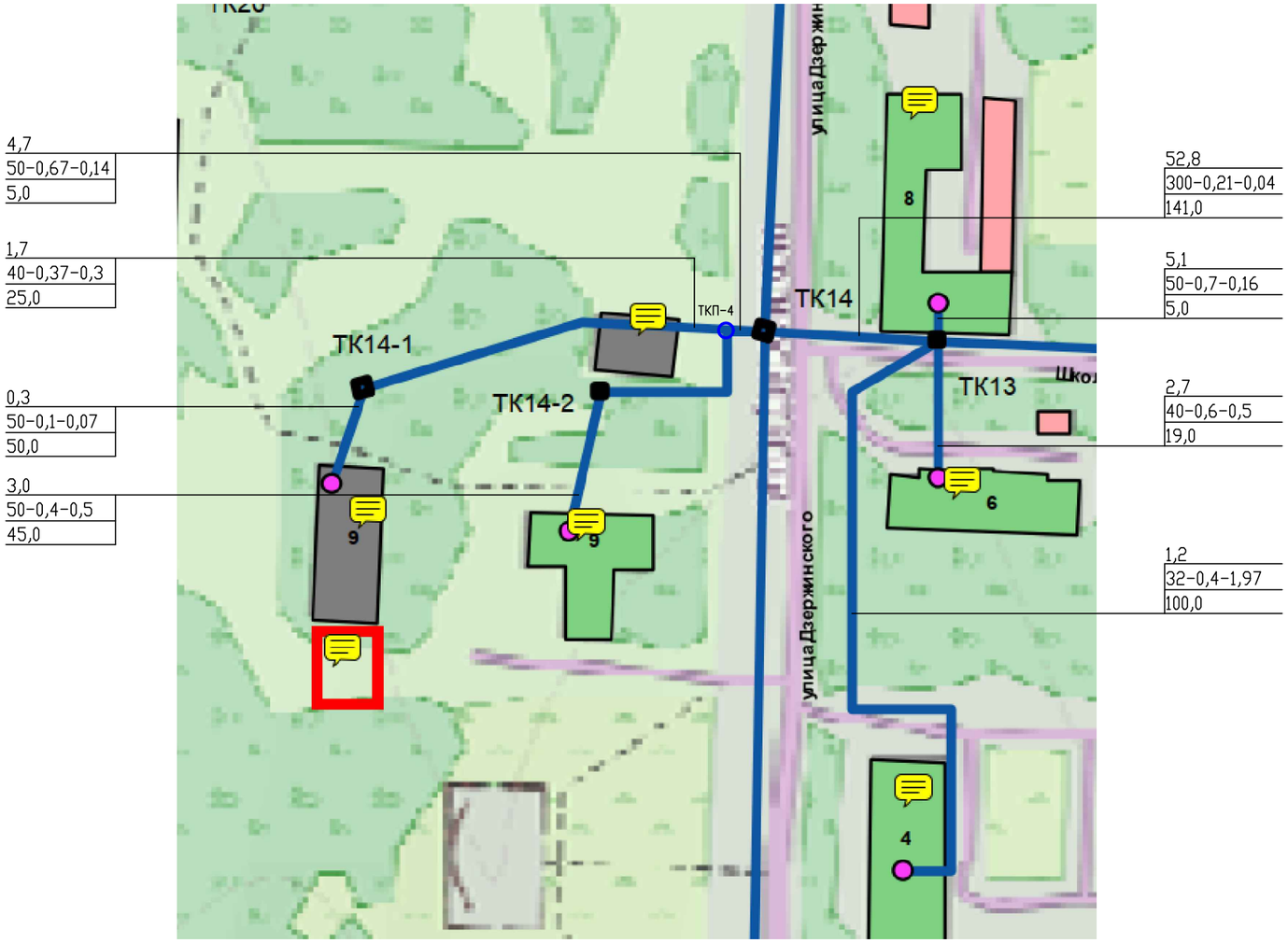
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	4	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК14 - ТК14-1. Фактическая	ООО "ПрофПартнер"		

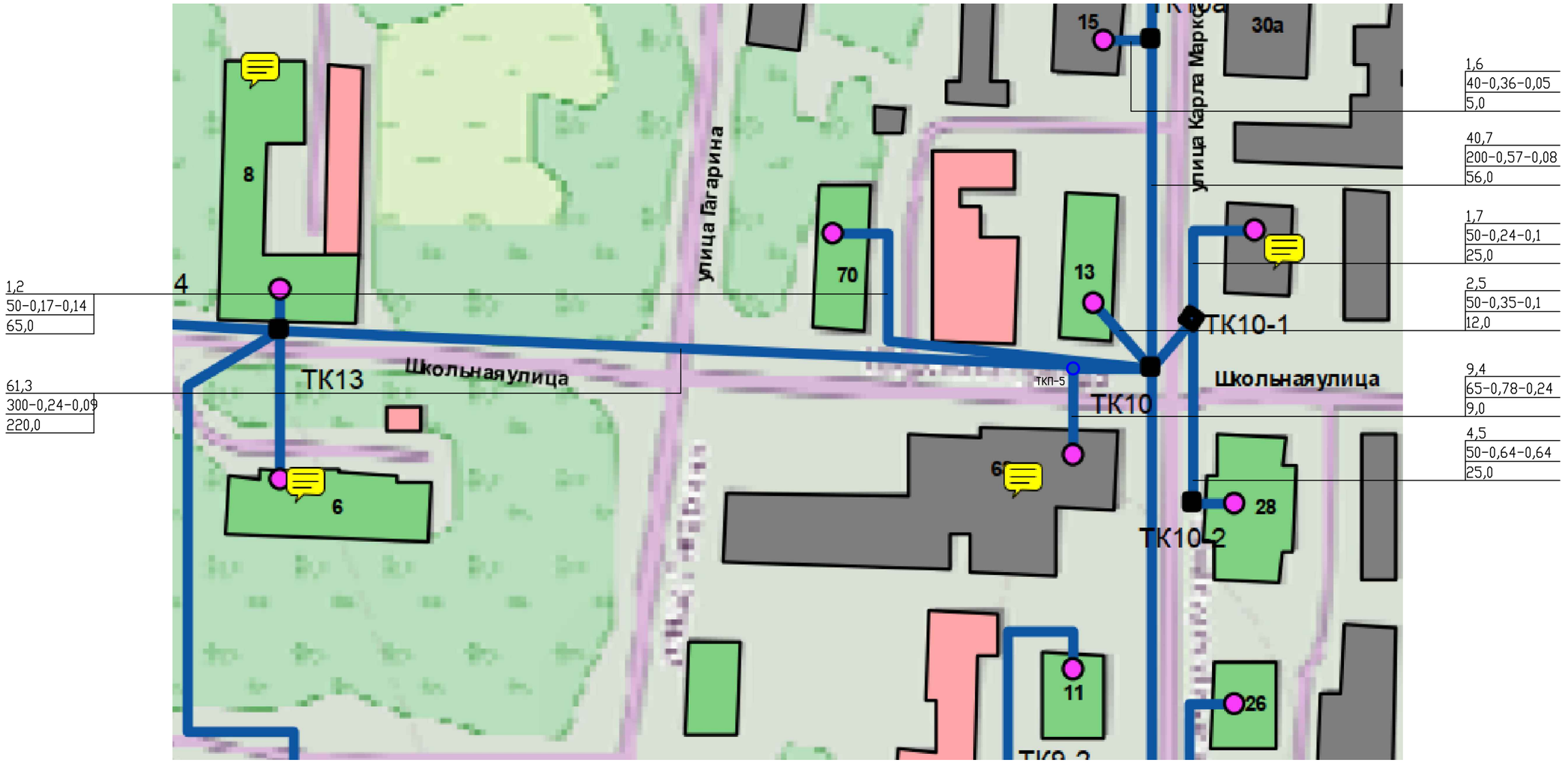
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	5	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК10 – ТК13. Фактическая	ООО "ПрофПартнер"		

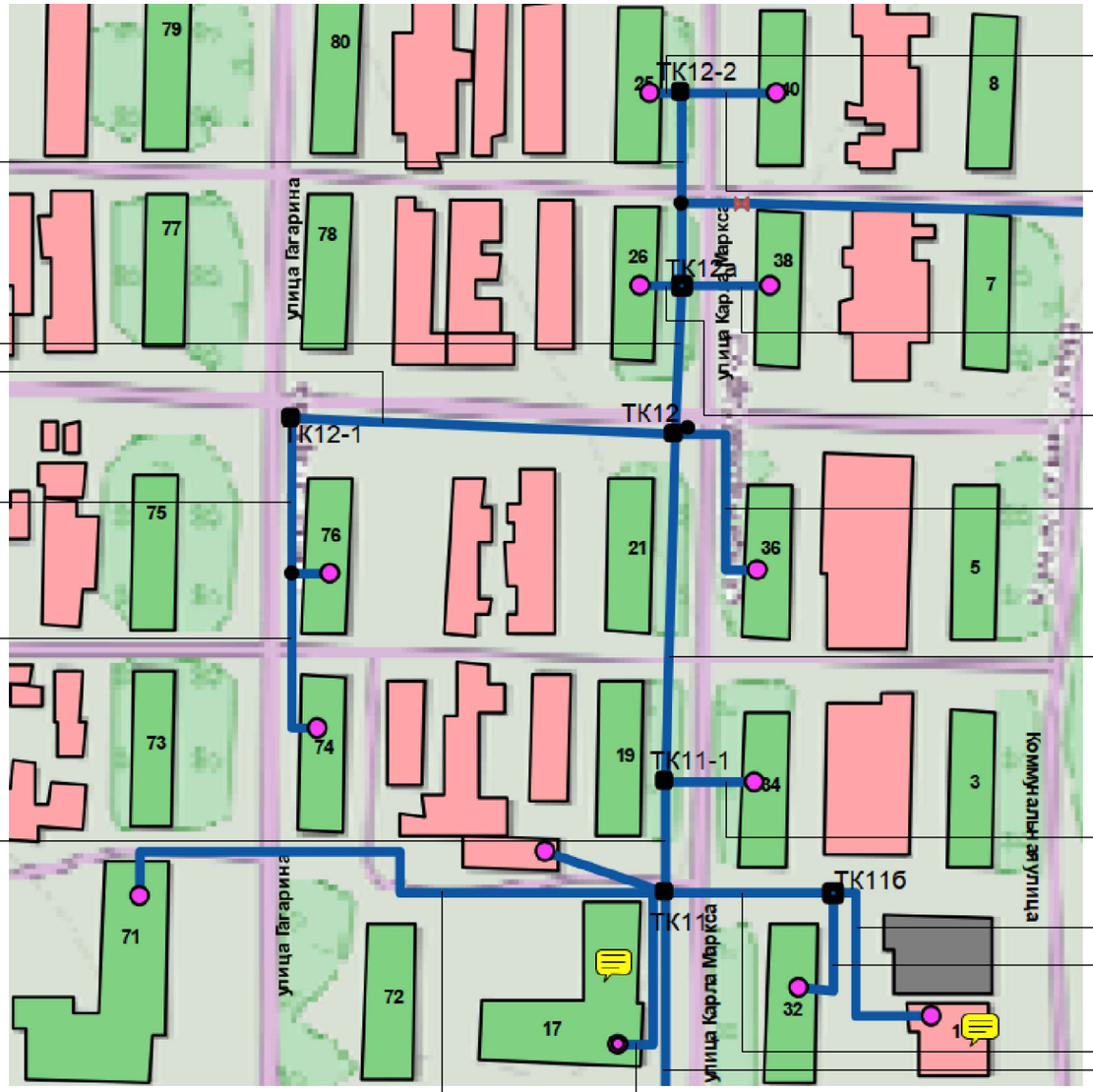
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



4,5
200-0,04-0,001
50,0

6,6
200-0,06-0,002
36,0

4,9
65-0,41-0,76
96,0

4,9
65-0,41-0,32
40,0

2,5
40-0,55-0,96
39,0

15,1
200-0,13-0,006
28,0

2,4
40-0,53-0,12
5,0

2,1
40-0,47-0,36
20,0

0,4
32-0,13-0,04
19,0

1,1
32-0,37-0,29
5,0

1,1
32-0,37-0,62
40,0

12,6
200-0,11-0,01
59,0

2,4
50-0,34-0,14
18,0

2,4
50-0,064-0,014
44,0

2,3
50-0,32-0,48
70,0

2,7
50-0,38-0,4
42,0

39,1
200-0,35-0,13
98,0

14,7
100-0,52-1,01
142,5

6,6
65-0,55-0,59
43,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата
ГИП		Механошин			02.21
Инженер		Ракитин			02.21
Н. контр.		Механошин			02.21

620/21-ИОС4.1.Р11

"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"

Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети

Стадия	Лист	Листов
П	6	

Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК11 – ТК12. Фактическая

ООО "ПрофПартнер"

Формат А3

1,7
32-0,58-0,73
20,0

1,7
32-0,59-0,64
17,0

3,4
80-0,19-0,03
25,0

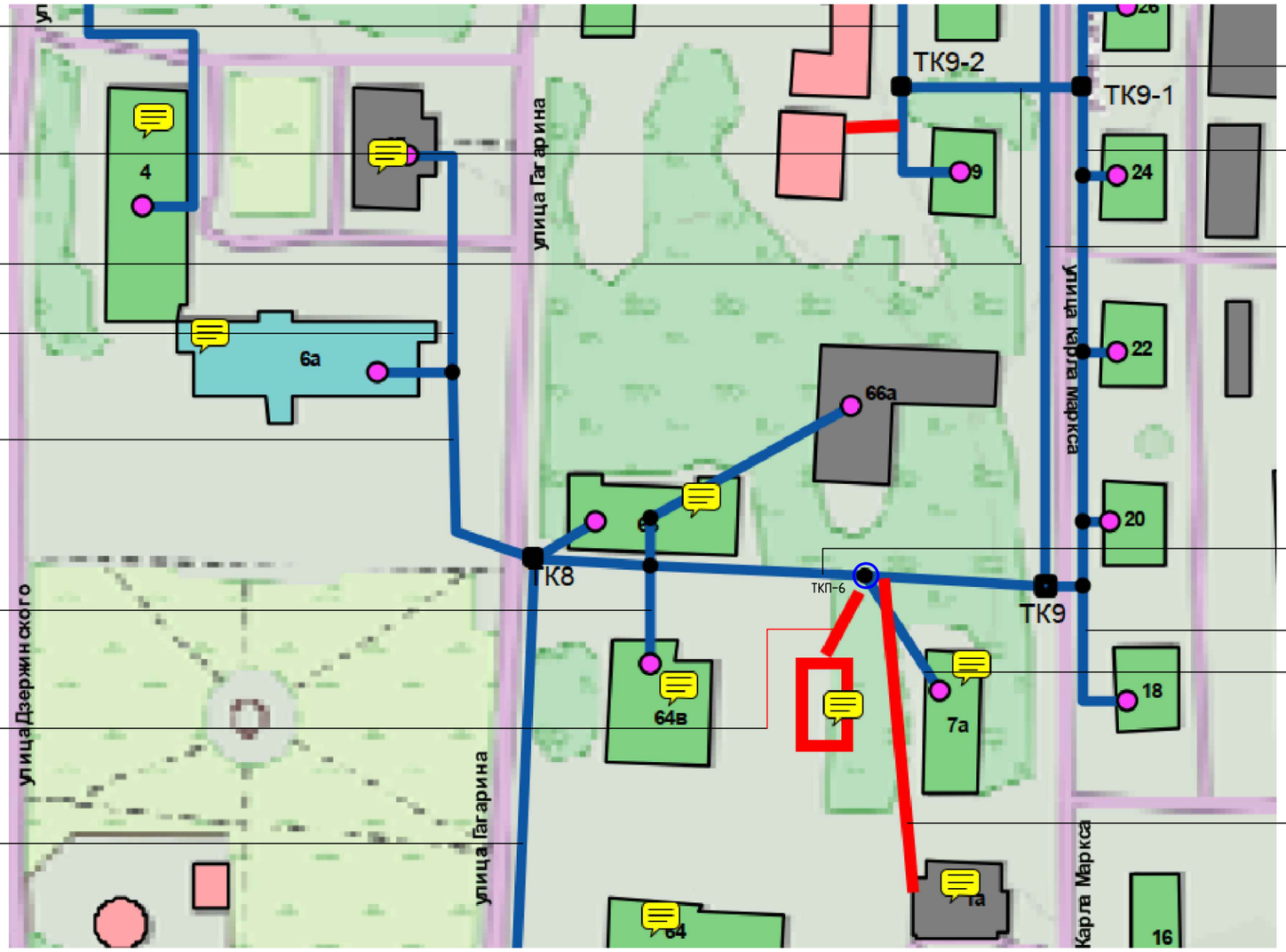
3,4
50-0,48-0,51
35,0

4,1
150-0,06-0,003
37,0

3,1
40-0,69-0,43
11,0

0,4
32-0,12-0,03
15,0

135,8
400-0,3-0,05
110,0



1,6
32-0,57-0,88
25,0

1,6
80-0,09-0,009
25,0

111,9
300-0,44-0,26
200,0

131,7
400-0,29-0,04
100,0

1,6
80-0,09-0,009
25,0

1,9
32-0,42-0,3
20,0

0,1
32-0,02-0,003
45,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Согласовано

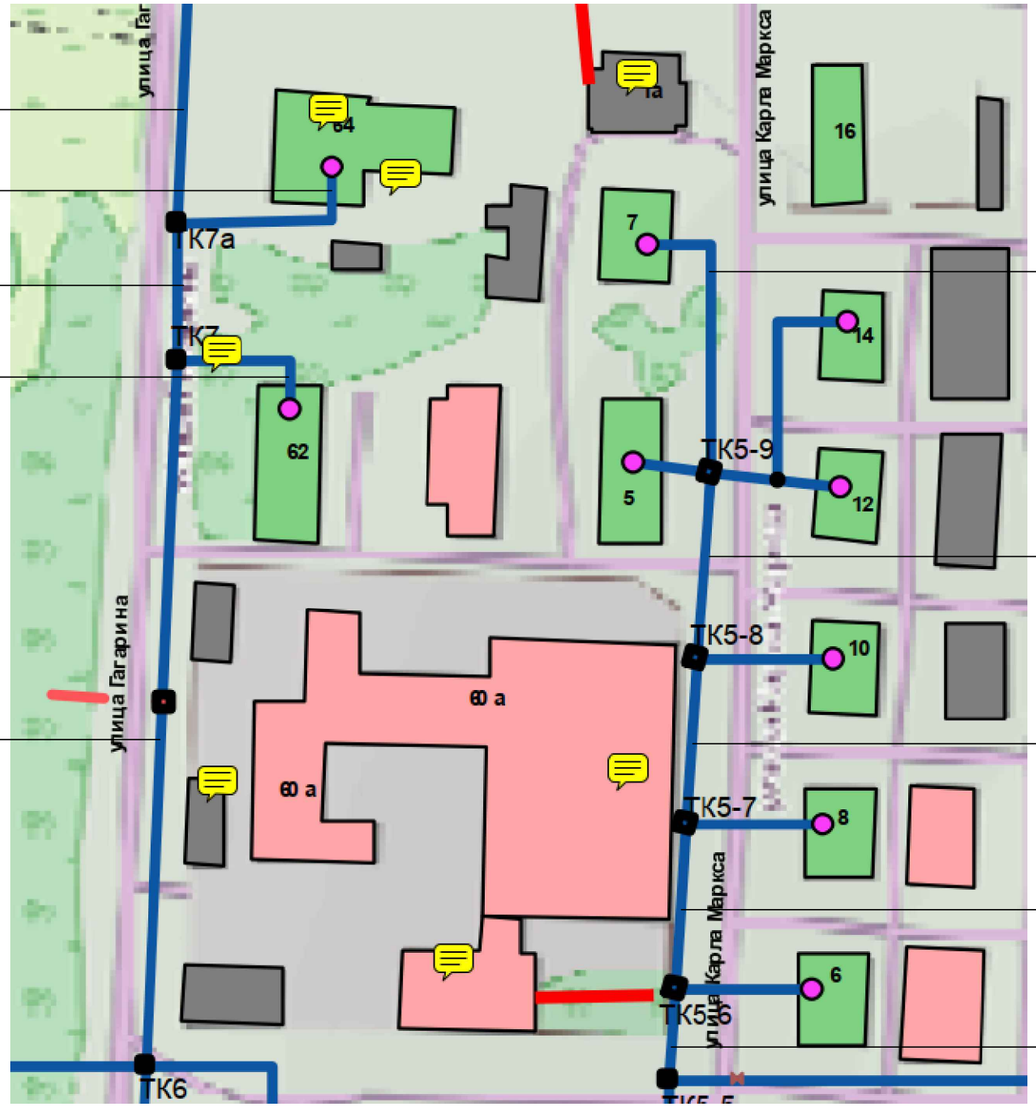
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	7	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК8 – ТК9. Фактическая	ООО "ПрофПартнер"		

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Мехоношин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	8	
Н. контр.		Мехоношин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК6 – ТК7а. Фактическая	ООО "ПрофПартнер"		

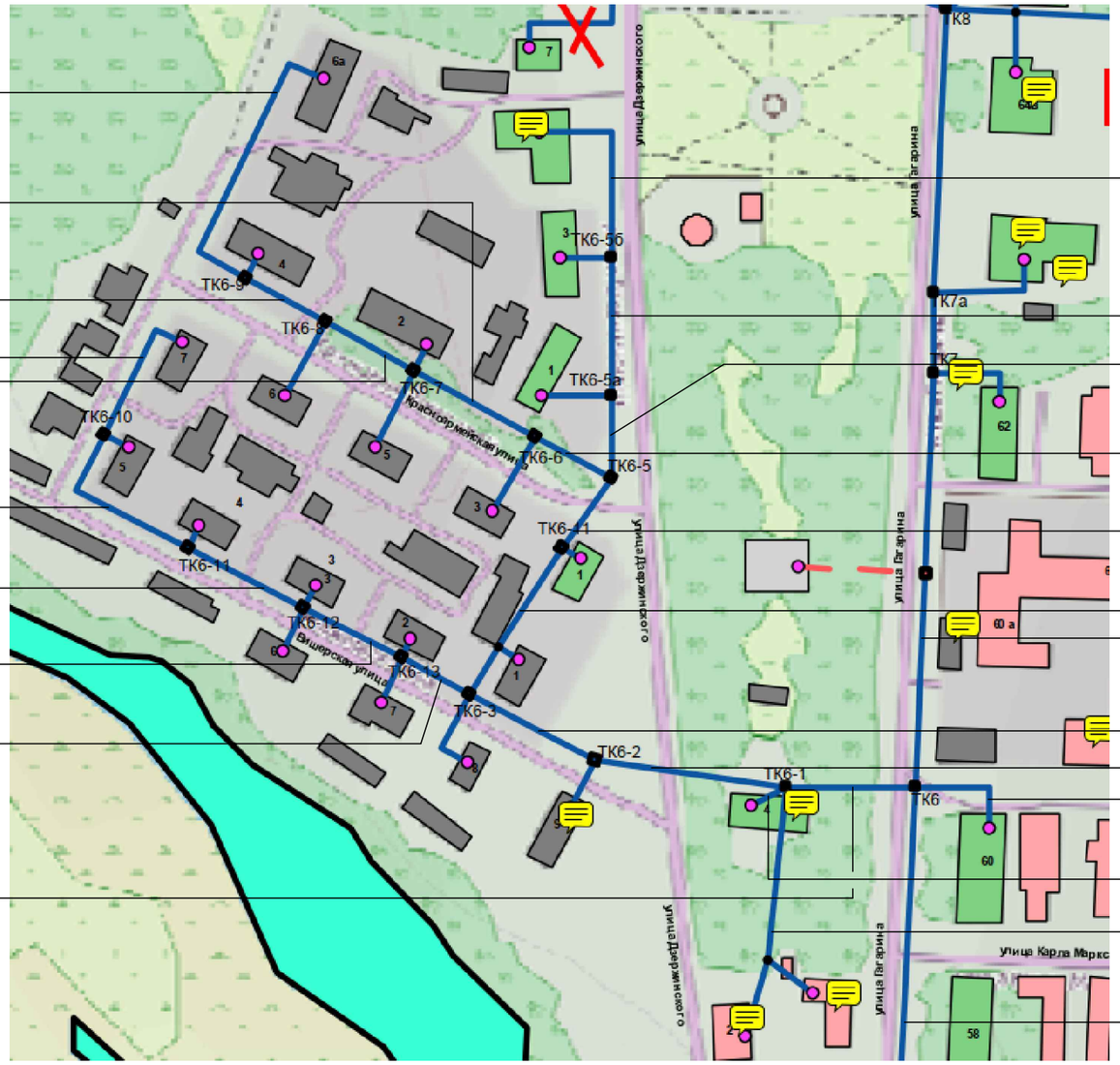
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



2,5
50-0,35-0,89
110,0

9,2
80-0,51-0,38
42,0

4,6
80-0,25-0,07
28,0

1,5
50-0,22-0,16
50,0

5,8
80-0,32-0,12
31,0

2,8
50-0,4-0,56
55,0

4,1
80-0,23-0,07
39,0

6,9
80-0,38-0,18
34,0

9,7
80-0,54-0,24
24,0

40,3
150-0,63-0,25
40,0

11,6
80-0,64-0,61
43,0

14,0
80-0,77-0,85
42,0

15,1
80-0,83-1,0
25,0

10,2
80-0,57-0,3
27,0

25,3
125-0,57-0,17
26,0

27,7
125-0,63-0,41
53,0

141,1
400-0,31-0,07
142,5,0

37,3
150-0,59-0,26
47,5

37,3
150-0,59-0,33
60,0

2,4
65-0,54-0,71
42,5

1,8
100-0,64-0,22
5,0

1,1
100-0,39-1,15
68,0

183,9
400-0,41-0,09
110,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

						620/21-ИОС4.1.Р11		
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия: П	Лист: 9
Инженер		Ракитин			02.21			Листов:
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК6 - ТК6-10. Фактическая	ООО "ПрофПартнер"	

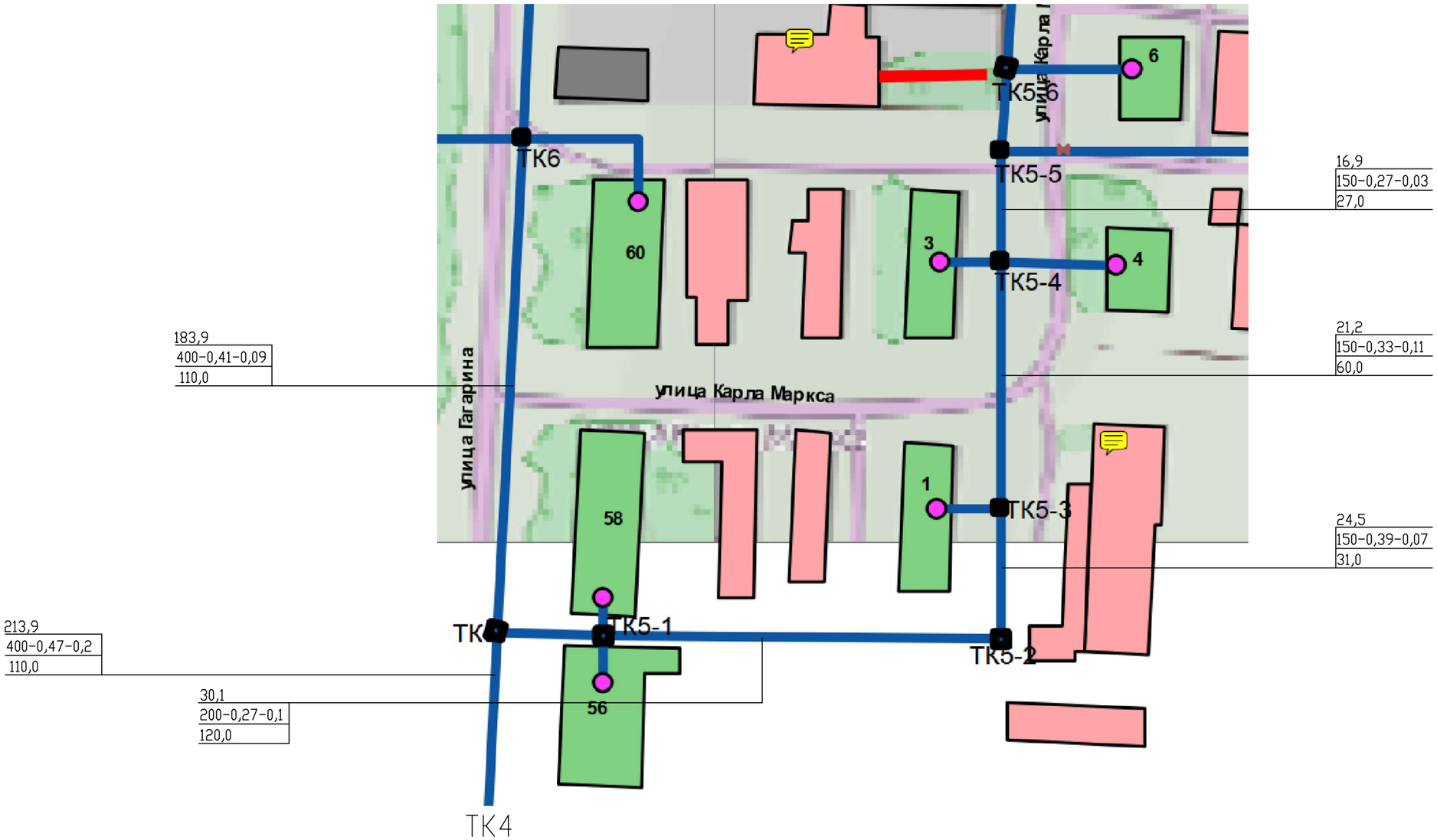
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

						620/21-ИОС4.1.Р11		
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия: П	Лист: 10	Листов:
Инженер		Ракитин			02.21				
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК5 – ТК6. Фактическая	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

ТК5

213,9
400-0,47-0,2
110,0

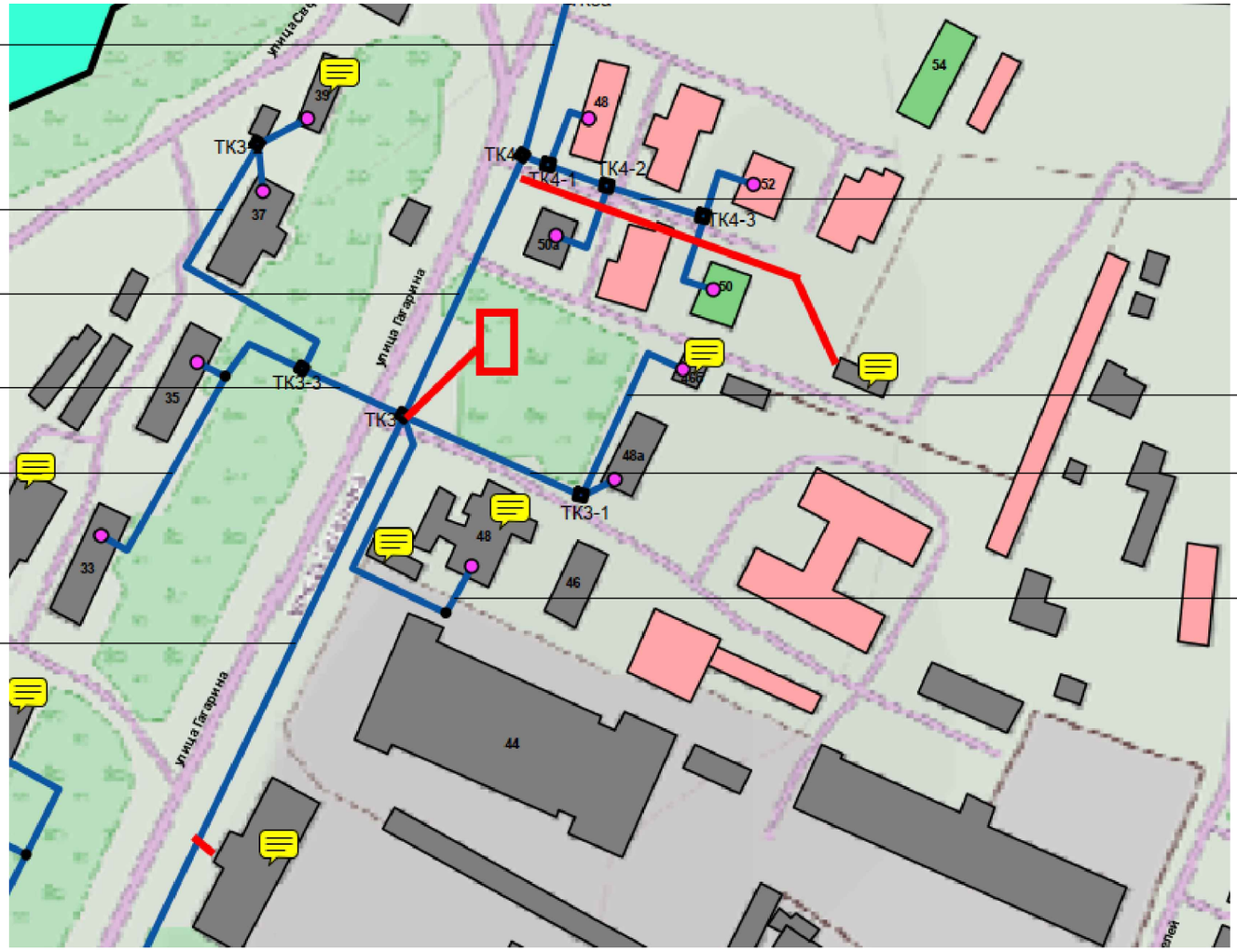
5,6
65-0,47-1,2
120,0

223,3
400-0,49-0,11
100,0

10,6
65-0,59-0,43
36,0

5,0
65-0,42-0,76
95,0

242,1
400-0,54-0,35
265,0



9,4
65-0,79-1,64
60,0

0,2
65-0,05-0,02
50,0

2,1
80-0,12-0,04
75,0

6,0
65-0,5-1,1
95,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	11	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК3 - ТК4. Фактическая	ООО "ПрофПартнер"		

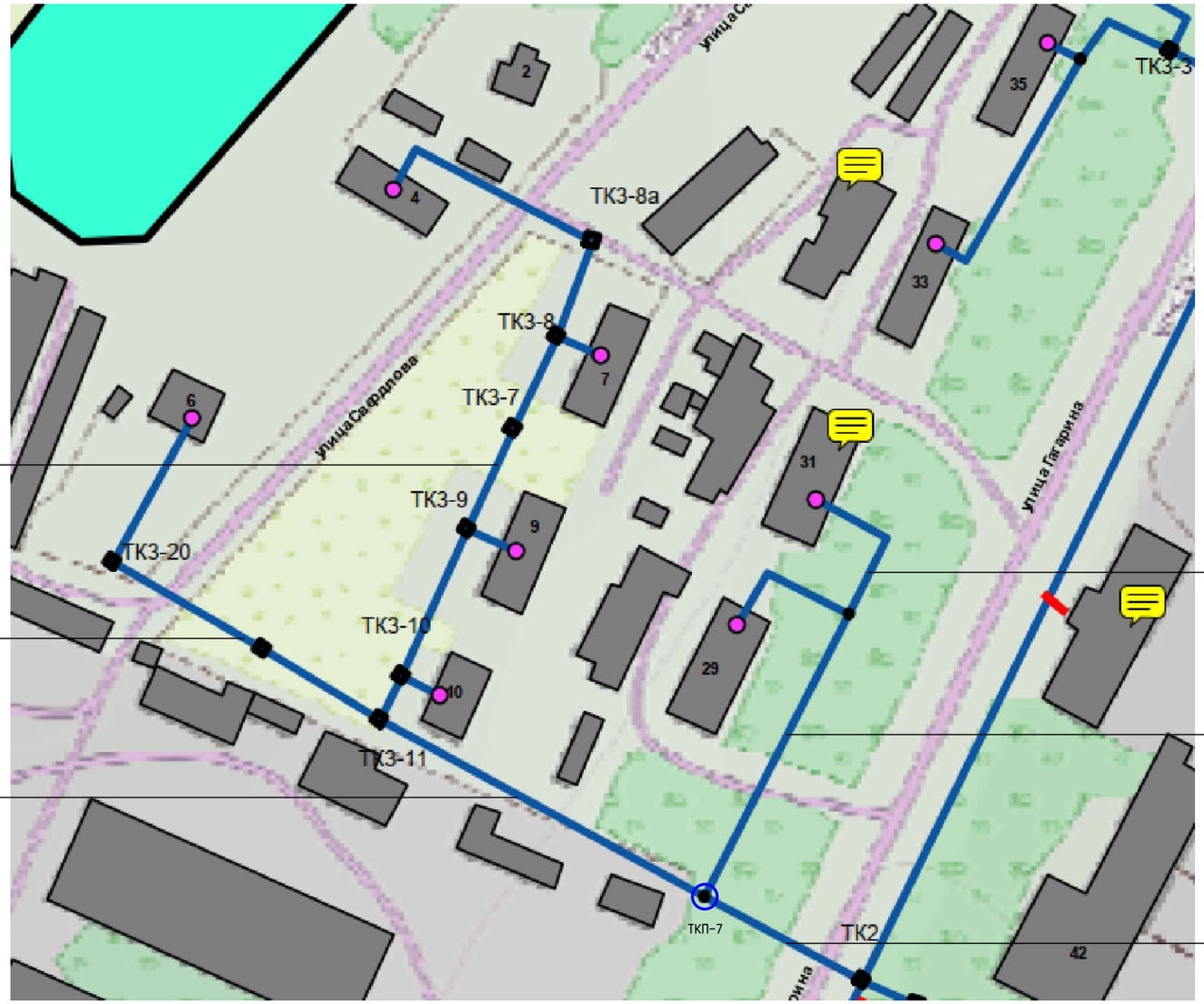
Формат А3

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



3,1
50-0,43-1,9
160,0

0,8
40-0,19-0,36
110,0

3,9
50-0,55-1,77
93,0

0,2
32-0,08-0,03
40,0

3,5
50-0,49-1,22
80,0

7,4
50-0,62-0,77
45,0

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	12	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК2 – ТК3-8. Фактическая	ООО "ПрофПартнер"		

Формат А3

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Мехоношин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	13	
Н. контр.		Мехоношин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК2 – ТК1-10. Фактическая	ООО "ПрофПартнер"		

Формат А3

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

						620/21-ИОС4.1.Р11		
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия: П	Лист: 14
Инженер		Ракитин			02.21			Листов:
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК0 – ТК1. Фактическая	ООО "ПрофПартнер"	

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Мехоношин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	15	
Н. контр.		Мехоношин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК0 - Котельная №11. Фактическая	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.1 (начало)

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная $l_{пр}=l+l_{экв.}$, м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке $\Delta H=\Delta h l_{пр}$, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №11													
1	Рахимов М.М. (ул. Гагарина,64а)	П	3,1	50	57	3,5	540	162	702	0,44	4,84	3396	3,396
		О	3,1	50	57	3,5	540	162	702	0,44	4,82	3385	3,385
												∑	**6,780**
2	Гагарина 26-28	П	2,1	65	76	3,5	35	10,5	45,5	0,17	0,58	27	0,027
		О	2,0	65	76	3,5	35	10,5	45,5	0,17	0,59	27	0,027
												∑	**0,054**
3	Гагарина 28-30	П	4,1	65	76	3,5	35	10,5	45,5	0,35	2,15	98	0,098
		О	4,1	65	76	3,5	35	10,5	45,5	0,34	2,15	98	0,098
												∑	**0,196**
4	Гагарина 30-ТК 1	П	6,2	65	76	3,5	105	31,5	136,5	0,52	4,69	640	0,640
		О	6,1	65	76	3,5	105	31,5	136,5	0,51	4,66	636	0,636
												∑	**1,277**
5	Маяковского 28-30	П	0,4	65	76	3,5	65	19,5	84,5	0,03	0,03	2	0,002
		О	0,4	65	76	3,5	65	19,5	84,5	0,03	0,03	2	0,002
												∑	**0,004**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.1 (продолжение)

6	Маяковского 30-32	П	0,8	65	76	3,5	53	15,9	68,9	0,07	0,11	7	0,007
		О	0,8	65	76	3,5	53	15,9	68,9	0,07	0,11	8	0,008
												∑	**0,015**
7	Маяковского 32 - ТКП-1	П	1,7	65	76	3,5	240	72	312	0,15	0,42	132	0,132
		О	1,7	65	76	3,5	240	72	312	0,14	0,43	134	0,134
												∑	**0,266**
8	Островского, 24 - 32	П	5,5	80	89	3,5	180	54	234	0,30	1,28	300	0,300
		О	5,4	80	89	3,5	180	54	234	0,30	1,29	301	0,301
												∑	**0,601**
9	Островского, 32 -ТКП-2	П	14,4	80	89	3,5	215	64,5	279,5	0,80	8,36	2336	2,336
		О	14,2	80	89	3,5	215	64,5	279,5	0,78	8,25	2305	2,305
												∑	**4,641**
10	ТКП-2 - ТКП-3	П	2,9	50	57	3,5	50	15	65	0,41	4,05	263	0,263
		О	2,8	50	57	3,5	50	15	65	0,40	4,05	263	0,263
												∑	**0,526**
11	ТКП-2 - ТК0-3	П	17,3	65	76	3,5	90	27	117	1,45	34,89	4082	4,082
		О	17,0	65	76	3,5	90	27	117	1,42	34,16	3996	3,996
												∑	**8,078**
12	Толстого, 26 - 30	П	0,2	65	76	3,5	100	30	130	0,02	0,01	1	0,001
		О	0,2	65	76	3,5	100	30	130	0,02	0,01	1	0,001
												∑	**0,002**
13	Толстого, 30 - 36	П	12,1	65	76	3,5	165	49,5	214,5	1,02	17,41	3734	3,734
		О	11,9	65	76	3,5	165	49,5	214,5	1,00	17,12	3671	3,671
												∑	**7,406**
14	Толстого, 36 - ТК0-3	П	20,1	65	76	3,5	102	30,6	132,6	1,68	46,85	6213	6,213
		О	19,7	65	76	3,5	102	30,6	132,6	1,65	45,80	6073	6,073
												∑	**12,286**
15	Толстого, 12а - Дет. сад №4	П	1,8	40	45	2,5	100	30	130	0,41	5,45	709	0,709
		О	1,8	40	45	2,5	100	30	130	0,40	5,44	708	0,708
												∑	**1,416**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.1 (продолжение)

16	Толстого, 12а - Толстого, 21	П	13,2	80	89	3,5	246	73,8	319,8	0,73	7,01	2241	2,241
		О	13,0	80	89	3,5	246	73,8	319,8	0,72	6,92	2214	2,214
												∑	**4,454**
17	Толстого, 21 - ТК0-2	П	15,7	100	108	4	246	73,8	319,8	0,56	3,13	1002	1,002
		О	15,4	100	108	4	246	73,8	319,8	0,55	3,11	994	0,994
												∑	**1,996**
18	ТК0-2 - ТК0-3	П	37,4	150	159	4,5	50	15	65	0,59	2,10	137	0,137
		О	36,8	150	159	4,5	50	15	65	0,58	2,09	136	0,136
												∑	**0,272**
19	ТК0-1 - ТК0-2	П	53,1	150	159	4,5	115	34,5	149,5	0,83	4,16	622	0,622
		О	52,2	150	159	4,5	115	34,5	149,5	0,82	4,10	613	0,613
												∑	**1,235**
20	Лоскутова, 2-4	П	7,3	65	76	3,5	85	25,5	110,5	0,61	6,46	714	0,714
		О	7,2	65	76	3,5	85	25,5	110,5	0,60	6,40	708	0,708
												∑	**1,422**
21	Лоскутова, 1-2	П	23,4	100	108	4	63	18,9	81,9	0,83	6,82	559	0,559
		О	23,1	100	108	4	63	18,9	81,9	0,82	6,73	551	0,551
												∑	**1,110**
22	ТК21 - Лоскутова, 1	П	39,7	100	108	4	65	19,5	84,5	1,41	19,18	1621	1,621
		О	39,1	100	108	4	65	19,5	84,5	1,38	18,79	1588	1,588
												∑	**3,208**
23	Дзержинского, 9б	П	0,1	32	38	2,5	50	15	65	0,03	0,07	4	0,004
		О	0,1	32	38	2,5	50	15	65	0,03	0,07	5	0,005
												∑	**0,009**
24	Школа №4, Здание - мастерские	П	0,4	32	38	2,5	40	12	52	0,15	1,14	59	0,059
		О	0,4	32	38	2,5	40	12	52	0,15	1,16	60	0,060
												∑	**0,120**
25	Школа №4, ТК21 - здание	П	8,3	80	89	3,5	49	14,7	63,7	0,46	2,85	182	0,182
		О	8,1	80	89	3,5	49	14,7	63,7	0,45	2,84	181	0,181
												∑	**0,362**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.1 (продолжение)

26	ТК20 - ТК21	П	48,1	200	219	6	60	18	78	0,43	0,79	61	0,061
		О	47,3	200	219	6	60	18	78	0,42	0,78	61	0,061
												∑	**0,123**
27	ТК20 - ТК15	П	48,1	200	219	6	134	40,2	174,2	0,43	0,79	137	0,137
		О	47,3	200	219	6	134	40,2	174,2	0,42	0,78	137	0,137
												∑	**0,274**
28	ТК14 - ТК15	П	48,1	300	325	7	90	27	117	0,19	0,10	12	0,012
		О	47,3	300	325	7	90	27	117	0,19	0,10	12	0,012
												∑	**0,024**
29	ТК14 - ТК13	П	52,8	300	325	7	141	42,3	183,3	0,21	0,12	22	0,022
		О	51,9	300	325	7	141	42,3	183,3	0,20	0,12	22	0,022
												∑	**0,045**
30	ИП Казанцева - ИП Суслов	П	0,3	32	38	2,5	50	15	65	0,10	0,54	35	0,035
		О	0,3	32	38	2,5	50	15	65	0,10	0,55	36	0,036
												∑	**0,071**
31	ТКП-4 - Дзержинского, 9а	П	3,0	50	57	3,5	45	13,5	58,5	0,43	4,47	261	0,261
		О	3,0	50	57	3,5	45	13,5	58,5	0,42	4,46	261	0,261
												∑	**0,522**
32	ТКП-4 - ИП Суслов	П	1,7	40	45	2,5	25	7,5	32,5	0,37	4,57	149	0,149
		О	1,7	40	45	2,5	25	7,5	32,5	0,37	4,58	149	0,149
												∑	**0,297**
33	ТКП-4 - ТК14	П	4,7	50	57	3,5	5	1,5	6,5	0,67	10,55	69	0,069
		О	4,6	50	57	3,5	5	1,5	6,5	0,65	10,44	68	0,068
												∑	**0,136**
34	ТК13 - Дзержинского, 8	П	5,1	50	57	3,5	5	1,5	6,5	0,72	12,21	79	0,079
		О	5,0	50	57	3,5	5	1,5	6,5	0,71	12,07	78	0,078
												∑	**0,158**
35	ТК13 - Дзержинского, 6	П	2,7	40	45	2,5	19	5,7	24,7	0,59	11,01	272	0,272
		О	2,6	40	45	2,5	19	5,7	24,7	0,58	10,92	270	0,270

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.1 (продолжение)

												∑	**0,542**
36	ТК13 - Дзержинского, 4	П	1,2	32	38	2,5	100	30	130	0,42	7,59	987	0,987
		О	1,2	32	38	2,5	100	30	130	0,41	7,58	985	0,985
												∑	**1,972**
37	ТК10 - Гагарина, 70	П	1,2	50	57	3,5	65	19,5	84,5	0,17	0,82	70	0,070
		О	1,2	50	57	3,5	65	19,5	84,5	0,17	0,84	71	0,071
												∑	**0,140**
38	ТКП-5 - Школа интернат	П	9,4	65	76	3,5	9	2,7	11,7	0,78	10,49	123	0,123
		О	9,2	65	76	3,5	9	2,7	11,7	0,77	10,36	121	0,121
												∑	**0,244**
39	ТК10-1 - К. Маркса, 28	П	4,5	50	57	3,5	25	7,5	32,5	0,64	9,89	321	0,321
		О	4,5	50	57	3,5	25	7,5	32,5	0,63	9,79	318	0,318
												∑	**0,640**
40	ТК10-1 - К. Маркса,30	П	1,7	50	57	3,5	25	7,5	32,5	0,24	1,48	48	0,048
		О	1,7	50	57	3,5	25	7,5	32,5	0,23	1,50	49	0,049
												∑	**0,097**
41	ТК10-1 - К. Маркса, 13	П	2,5	50	57	3,5	12	3,6	15,6	0,35	3,06	48	0,048
		О	2,4	50	57	3,5	12	3,6	15,6	0,34	3,06	48	0,048
												∑	**0,096**
42	ТК10а - К. Маркса, 15	П	1,6	40	45	2,5	5	1,5	6,5	0,36	4,25	28	0,028
		О	1,6	40	45	2,5	5	1,5	6,5	0,35	4,26	28	0,028
												∑	**0,055**
43	ТК12-2 - К. Маркса, 40	П	2,1	40	45	2,5	20	6	26	0,47	7,04	183	0,183
		О	2,1	40	45	2,5	20	6	26	0,46	7,01	182	0,182
												∑	**0,365**
44	ТК12-2 - К. Маркса, 25	П	2,4	40	45	2,5	5	1,5	6,5	0,53	9,00	58	0,058
		О	2,4	40	45	2,5	5	1,5	6,5	0,52	8,94	58	0,058
												∑	**0,117**
45	ТК12а - К. Маркса, 38	П	0,4	32	38	2,5	19	5,7	24,7	0,13	0,79	19	0,019
		О	0,4	32	38	2,5	19	5,7	24,7	0,12	0,80	20	0,020

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.1 (продолжение)

												∑	**0,039**
46	ТК12а - К. Маркса, 26	П	1,1	32	38	2,5	19	5,7	24,7	0,37	5,97	147	0,147
		О	1,1	32	38	2,5	19	5,7	24,7	0,36	5,97	147	0,147
												∑	**0,295**
47	ТК12 - К. Маркса, 36	П	1,1	32	38	2,5	40	12	52	0,37	5,97	310	0,310
		О	1,1	32	38	2,5	40	12	52	0,36	5,97	310	0,310
												∑	**0,621**
48	ТК11-1 - К. Маркса, 34	П	2,4	50	57	3,5	18	5,4	23,4	0,34	2,97	69	0,069
		О	2,4	50	57	3,5	18	5,4	23,4	0,34	2,98	70	0,070
												∑	**0,139**
49	ИП Терещенко В.П. магазин "Эдельвейс"	П	0,4	50	57	3,5	44	13,2	57,2	0,06	0,12	7	0,007
		О	0,4	50	57	3,5	44	13,2	57,2	0,06	0,12	7	0,007
												∑	**0,014**
50	ТК11б - К. Маркса, 32	П	2,3	50	57	3,5	70	21	91	0,32	2,63	240	0,240
		О	2,2	50	57	3,5	70	21	91	0,32	2,64	240	0,240
												∑	**0,480**
51	ТК11б - ТК11	П	2,7	50	57	3,5	42	12,6	54,6	0,38	3,66	200	0,200
		О	2,7	50	57	3,5	42	12,6	54,6	0,38	3,66	200	0,200
												∑	**0,400**
52	ТК11 - К. Маркса, 17	П	6,6	65	76	3,5	43	12,9	55,9	0,55	5,31	297	0,297
		О	6,5	65	76	3,5	43	12,9	55,9	0,54	5,27	295	0,295
												∑	**0,592**
53	ТК11 - Гагарина, 71	П	14,7	100	108	4	142,5	42,75	185,25	0,52	2,75	509	0,509
		О	14,4	100	108	4	142,5	42,75	185,25	0,51	2,73	506	0,506
												∑	**1,015**
54	Гагарина, 74 - 76	П	2,5	40	45	2,5	39	11,7	50,7	0,55	9,53	483	0,483
		О	2,4	40	45	2,5	39	11,7	50,7	0,54	9,46	480	0,480
												∑	**0,963**
55	Гагарина, 76 - ТК12-1	П	4,9	65	76	3,5	40	12	52	0,41	3,04	158	0,158
		О	4,9	65	76	3,5	40	12	52	0,41	3,04	158	0,158

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.1 (продолжение)

												∑	**0,316**
56	ТК12 - ТК12-1	П	4,9	65	76	3,5	96	28,8	124,8	0,41	3,04	380	0,380
		О	4,9	65	76	3,5	96	28,8	124,8	0,41	3,04	379	0,379
												∑	**0,758**
57	ТК12-2 - ТКП-6	П	4,9	65	76	3,5	96	28,8	124,8	0,41	3,04	380	0,380
		О	4,9	65	76	3,5	96	28,8	124,8	0,41	3,04	379	0,379
												∑	**0,758**
58	ТК12-2 - ТК-12а	П	4,5	200	219	6	50	15	65	0,04	0,01	1	0,001
		О	4,4	200	219	6	50	15	65	0,04	0,01	1	0,001
												∑	**0,001**
59	ТК12 - ТК-12а	П	6,6	200	219	6	36	10,8	46,8	0,06	0,02	1	0,001
		О	6,5	200	219	6	36	10,8	46,8	0,06	0,02	1	0,001
												∑	**0,002**
60	ТК12 - ТК11-1	П	12,6	200	219	6	59	17,7	76,7	0,11	0,06	5	0,005
		О	12,4	200	219	6	59	17,7	76,7	0,11	0,07	5	0,005
												∑	**0,010**
61	ТК11 - ТК11-1	П	15,1	200	219	6	28	8,4	36,4	0,13	0,09	3	0,003
		О	14,8	200	219	6	28	8,4	36,4	0,13	0,09	3	0,003
												∑	**0,006**
62	ТК11 - ТК10а	П	39,1	200	219	6	98	29,4	127,4	0,35	0,53	67	0,067
		О	38,4	200	219	6	98	29,4	127,4	0,34	0,53	67	0,067
												∑	**0,135**
63	ТК10 - ТК10а	П	40,7	200	219	6	56	16,8	72,8	0,36	0,57	42	0,042
		О	40,0	200	219	6	56	16,8	72,8	0,35	0,57	42	0,042
												∑	**0,083**
64	ТК10 - ТК13	П	61,3	300	325	8	220	66	286	0,24	0,16	46	0,046
		О	60,2	300	325	8	220	66	286	0,24	0,16	46	0,046
												∑	**0,092**
65	ТК9 - К. Маркса, 18	П	1,6	80	89	3,5	25	7,5	32,5	0,09	0,14	4	0,004
		О	1,6	80	89	3,5	25	7,5	32,5	0,09	0,14	5	0,005

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.1 (продолжение)

												∑	**0,009**
66	ТК9-1 - К. Маркса, 28	П	1,7	32	38	2,5	25	7,5	32,5	0,58	14,28	464	0,464
		О	1,7	32	38	2,5	25	7,5	32,5	0,57	14,16	460	0,460
												∑	**0,924**
67	ТК9-2 - К. Маркса, 11	П	1,7	32	38	2,5	20	6	26	0,58	14,01	364	0,364
		О	1,6	32	38	2,5	20	6	26	0,57	13,90	361	0,361
												∑	**0,726**
68	ТК9-2 - К. Маркса, 9	П	1,7	32	38	2,5	17	5,1	22,1	0,59	14,57	322	0,322
		О	1,7	32	38	2,5	17	5,1	22,1	0,58	14,45	319	0,319
												∑	**0,641**
69	ТК9-2 - ТК9-1	П	3,4	80	89	3,5	25	7,5	32,5	0,19	0,52	17	0,017
		О	3,3	80	89	3,5	25	7,5	32,5	0,18	0,53	17	0,017
												∑	**0,034**
70	Рахимов М.М. (ул. Гагарина,64а)	П	3,1	40	45	2,5	11	3,3	14,3	0,69	15,16	217	0,217
		О	3,1	40	45	2,5	11	3,3	14,3	0,68	14,99	214	0,214
												∑	**0,431**
71	Заповедник "Вишерский"	П	3,4	50	57	3,5	35	10,5	45,5	0,48	5,65	257	0,257
		О	3,3	50	57	3,5	35	10,5	45,5	0,47	5,63	256	0,256
												∑	**0,513**
72	Гагарина, 6а - ТК8	П	4,1	150	159	4,5	37	11,1	48,1	0,06	0,03	2	0,002
		О	4,0	150	159	4,5	37	11,1	48,1	0,06	0,03	2	0,002
												∑	**0,003**
73	ТКП-6 - ИП Ничкова	П	1,9	40	45	2,5	20	6	26	0,42	5,69	148	0,148
		О	1,9	40	45	2,5	20	6	26	0,41	5,68	148	0,148
												∑	**0,296**
74	ТКП-6 - ИП Раджабов	П	0,1	32	38	2,5	45	13,5	58,5	0,02	0,02	1	0,001
		О	0,1	32	38	2,5	45	13,5	58,5	0,02	0,03	2	0,002
												∑	**0,003**
75	ТКП-6 - ИП Митраков	П	0,4	32	38	2,5	15	4,5	19,5	0,12	0,77	15	0,015
		О	0,4	32	38	2,5	15	4,5	19,5	0,12	0,79	15	0,015

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.1 (продолжение)

											∑	**0,030**
76	ТК9 - ТК10	П	111,9	300	325	7	200	60	260	0,44	0,51	131	0,131
		О	110,0	300	325	7	200	60	260	0,43	0,50	131	0,131
											∑	**0,262**
77	ТК9 - ТК8	П	131,7	400	425	7	100	30	130	0,29	0,16	21	0,021
		О	129,5	400	425	7	100	30	130	0,29	0,16	21	0,021
											∑	**0,042**
78	ТК7а - ТК8	П	135,8	400	425	7	110	33	143	0,30	0,17	24	0,024
		О	133,5	400	425	7	110	33	143	0,30	0,17	24	0,024
											∑	**0,049**
79	ТК7а - ТК7	П	138,7	400	425	7	20	6	26	0,31	0,18	5	0,005
		О	136,4	400	425	7	20	6	26	0,30	0,18	5	0,005
											∑	**0,009**
80	ТК6 - ТК7	П	141,1	400	425	7	142,5	42,75	185,25	0,31	0,18	34	0,034
		О	138,8	400	425	7	142,5	42,75	185,25	0,31	0,18	34	0,034
											∑	**0,068**
81	ТК6 - ТК5	П	183,9	400	425	7	110	33	143	0,41	0,30	43	0,043
		О	180,8	400	425	7	110	33	143	0,40	0,30	43	0,043
											∑	**0,087**
82	ТК4 - ТК5	П	213,9	400	425	7	190	57	247	0,47	0,41	100	0,100
		О	210,4	400	425	7	190	57	247	0,47	0,40	100	0,100
											∑	**0,200**
83	ТК4 - ТК3	П	223,3	400	425	7	100	30	130	0,49	0,44	57	0,057
		О	219,7	400	425	7	100	30	130	0,49	0,44	57	0,057
											∑	**0,114**
84	ТК2 - ТК3	П	242,1	400	425	7	265	79,5	344,5	0,54	0,52	177	0,177
		О	238,1	400	425	7	265	79,5	344,5	0,53	0,51	176	0,176
											∑	**0,354**
85	ТК2 - ТК1	П	326,8	400	425	7	220	66	286	0,72	0,92	264	0,264
		О	321,4	400	425	7	220	66	286	0,71	0,91	261	0,261

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.1 (продолжение)

												∑	**0,524**
86	ТКП-9 - ТК1	П	341,4	400	425	7	140	42	182	0,76	1,00	183	0,183
		О	335,8	400	425	7	140	42	182	0,74	0,99	180	0,180
												∑	**0,363**
87	ТКП-9 - ТК0	П	342,6	400	425	7	70	21	91	0,76	1,01	92	0,092
		О	336,9	400	425	7	70	21	91	0,75	1,00	91	0,091
												∑	**0,183**
88	ТК0-1 - ТК0	П	342,6	400	425	7	150	45	195	0,76	1,01	197	0,197
		О	336,9	400	425	7	150	45	195	0,75	1,00	195	0,195
												∑	**0,392**
89	ТК0-1 - Котельная №11	П	405,0	400	425	7	30	9	39	0,90	1,40	55	0,055
		О	398,3	400	425	7	30	9	39	0,88	1,38	54	0,054
												∑	**0,108**
90	ТК7а - ИП Гараева, Гагарина, 64	П	2,9	50	57	3,5	50	15	65	0,42	4,26	277	0,277
		О	2,9	50	57	3,5	50	15	65	0,41	4,25	276	0,276
												∑	**0,553**
91	ТК7 - Гагарина, 62	П	2,4	50	57	3,5	50	15	65	0,34	2,93	191	0,191
		О	2,4	50	57	3,5	50	15	65	0,34	2,94	191	0,191
												∑	**0,382**
92	ТК5-9 - К. Маркса, 7	П	1,7	32	38	2,5	65	19,5	84,5	0,58	14,32	1210	1,210
		О	1,7	32	38	2,5	65	19,5	84,5	0,57	14,20	1200	1,200
												∑	**2,410**
93	ТК5-9 - ТК5-8	П	7,3	65	76	3,5	35	10,5	45,5	0,61	6,47	294	0,294
		О	7,2	65	76	3,5	35	10,5	45,5	0,60	6,41	292	0,292
												∑	**0,586**
94	ТК5-7 - ТК5-8	П	9,0	65	76	3,5	35	10,5	45,5	0,75	9,66	440	0,440
		О	8,8	65	76	3,5	35	10,5	45,5	0,74	9,54	434	0,434
												∑	**0,874**
95	ТК5-7 - ТК5-6	П	10,4	100	108	4	40	12	52	0,37	1,43	74	0,074
		О	10,3	100	108	4	40	12	52	0,36	1,43	74	0,074

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.1 (продолжение)

											∑	**0,149**
96	ТК5-5 - ТК5-6	П	16,9	100	108	4	15	4,5	19,5	0,60	3,61	70	0,070
		О	16,6	100	108	4	15	4,5	19,5	0,59	3,58	70	0,070
												∑	**0,140**
97	ТК6-9 - Красноармейская, 6а	П	2,5	50	57	3,5	110	33	143	0,35	3,11	445	0,445
		О	2,5	50	57	3,5	110	33	143	0,35	3,12	446	0,446
												∑	**0,891**
98	ТК6-9 - ТК6-8	П	4,6	80	89	3,5	28	8,4	36,4	0,25	0,92	34	0,034
		О	4,5	80	89	3,5	28	8,4	36,4	0,25	0,93	34	0,034
												∑	**0,067**
99	ТК6-7 - ТК6-8	П	5,8	80	89	3,5	31	9,3	40,3	0,32	1,46	59	0,059
		О	5,7	80	89	3,5	31	9,3	40,3	0,32	1,46	59	0,059
												∑	**0,118**
100	ТК6-7 - ТК6-6	П	9,2	80	89	3,5	42	12,6	54,6	0,51	3,51	192	0,192
		О	9,1	80	89	3,5	42	12,6	54,6	0,50	3,49	190	0,190
												∑	**0,382**
101	ТК6-5 - ТК6-6	П	10,2	80	89	3,5	27	8,1	35,1	0,57	4,28	150	0,150
		О	10,1	80	89	3,5	27	8,1	35,1	0,56	4,25	149	0,149
												∑	**0,299**
102	ТК6-10 - Вишерская, 7	П	1,5	50	57	3,5	50	15	65	0,22	1,25	82	0,082
		О	1,5	50	57	3,5	50	15	65	0,21	1,27	82	0,082
												∑	**0,164**
103	ТК6-10 - ТК6-11	П	2,8	50	57	3,5	55	16,5	71,5	0,40	3,90	279	0,279
		О	2,8	50	57	3,5	55	16,5	71,5	0,39	3,90	279	0,279
												∑	**0,558**
104	ТК6-12 - ТК6-11	П	4,1	80	89	3,5	39	11,7	50,7	0,23	0,75	38	0,038
		О	4,0	80	89	3,5	39	11,7	50,7	0,22	0,75	38	0,038
												∑	**0,076**
105	ТК6-12 - ТК6-13	П	6,9	80	89	3,5	34	10,2	44,2	0,38	2,00	88	0,088
		О	6,8	80	89	3,5	34	10,2	44,2	0,37	2,00	88	0,088

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.1 (продолжение)

											∑	**0,177**
106	ТК6-3 - ТК6-13	П	9,7	80	89	3,5	24	7,2	31,2	0,54	3,85	120	0,120
		О	9,5	80	89	3,5	24	7,2	31,2	0,53	3,82	119	0,119
											∑	**0,239**
107	ТК6-5б - Дзержинского, 6а	П	11,6	80	89	3,5	43	12,9	55,9	0,64	5,50	307	0,307
		О	11,4	80	89	3,5	43	12,9	55,9	0,63	5,45	304	0,304
											∑	**0,612**
108	ТК6-5б - ТК6-5а	П	14,0	80	89	3,5	42	12,6	54,6	0,77	7,87	430	0,430
		О	13,8	80	89	3,5	42	12,6	54,6	0,76	7,76	424	0,424
											∑	**0,854**
109	ТК6-5 - ТК6-5а	П	15,1	80	89	3,5	25	7,5	32,5	0,83	9,12	296	0,296
		О	14,8	80	89	3,5	25	7,5	32,5	0,82	8,99	292	0,292
											∑	**0,589**
110	ТК6-5 - ТК6-11	П	25,3	125	133	4	26	7,8	33,8	0,57	2,52	85	0,085
		О	24,9	125	133	4	26	7,8	33,8	0,56	2,50	84	0,084
											∑	**0,169**
111	ТК6-3 - ТК6-11	П	27,7	125	133	4	53	15,9	68,9	0,63	2,99	206	0,206
		О	27,2	125	133	4	53	15,9	68,9	0,62	2,96	204	0,204
											∑	**0,410**
112	ТК6-3 - ТК6-2	П	37,3	150	159	4,5	47,5	14,25	61,75	0,59	2,10	130	0,130
		О	36,7	150	159	4,5	47,5	14,25	61,75	0,58	2,08	129	0,129
											∑	**0,258**
113	ТК6-1 - ТК6-2	П	37,3	150	159	4,5	60	18	78	0,59	2,10	164	0,164
		О	36,7	150	159	4,5	60	18	78	0,58	2,08	162	0,162
											∑	**0,326**
114	ТК6-1 - Дет. сад №4	П	1,8	32	38	2,5	5	1,5	6,5	0,64	17,06	111	0,111
		О	1,8	32	38	2,5	5	1,5	6,5	0,63	16,89	110	0,110
											∑	**0,221**
115	ТК6-1 - Центр сервис маг. №6, 22	П	1,1	32	38	2,5	68	20,4	88,4	0,39	6,52	576	0,576
		О	1,1	32	38	2,5	68	20,4	88,4	0,38	6,51	576	0,576

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.1 (продолжение)

												∑	**1,152**
116	ТК6 - Гагарина, 60	П	2,4	40	45	2,5	30	9	39	0,54	9,18	358	0,358
		О	2,4	40	45	2,5	30	9	39	0,53	9,12	356	0,356
												∑	**0,714**
117	ТК6 - ТК6-1	П	40,3	150	159	4,5	40	12	52	0,63	2,44	127	0,127
		О	39,7	150	159	4,5	40	12	52	0,62	2,41	125	0,125
												∑	**0,252**
118	ТК5-5 - ТК5-4	П	16,9	150	159	4,5	27	8,1	35,1	0,27	0,46	16	0,016
		О	16,6	150	159	4,5	27	8,1	35,1	0,26	0,46	16	0,016
												∑	**0,032**
119	ТК5-3 - ТК5-4	П	21,2	150	159	4,5	60	18	78	0,33	0,71	55	0,055
		О	20,8	150	159	4,5	60	18	78	0,33	0,71	55	0,055
												∑	**0,110**
120	ТК5-3 - ТК5-2	П	24,5	150	159	4,5	31	9,3	40,3	0,39	0,93	38	0,038
		О	24,1	150	159	4,5	31	9,3	40,3	0,38	0,93	38	0,038
												∑	**0,075**
121	ТК5 - ТК5-2	П	30,1	200	219	6	120	36	156	0,27	0,32	50	0,050
		О	29,6	200	219	6	120	36	156	0,26	0,32	50	0,050
												∑	**0,100**
122	ТК4 - ТК4-3	П	9,4	65	76	3,5	60	18	78	0,79	10,58	825	0,825
		О	9,3	65	76	3,5	60	18	78	0,78	10,44	814	0,814
												∑	**1,640**
123	ТК3 - Гагарина, 46 б	П	0,2	32	38	2,5	50	15	65	0,05	0,16	11	0,011
		О	0,2	32	38	2,5	50	15	65	0,05	0,17	11	0,011
												∑	**0,021**
124	ТК3 - ТК3-1	П	2,1	80	89	3,5	75	22,5	97,5	0,12	0,22	22	0,022
		О	2,1	80	89	3,5	75	22,5	97,5	0,12	0,23	22	0,022
												∑	**0,044**
125	ТК3 - Гагарина, 48	П	6,0	65	76	3,5	95	28,5	123,5	0,50	4,42	546	0,546
		О	5,9	65	76	3,5	95	28,5	123,5	0,49	4,40	543	0,543
												∑	**1,089**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.1 (продолжение)

126	ТК3-3 - ТК3-4	П	5,6	65	76	3,5	120	36	156	0,47	3,90	609	0,609
		О	5,5	65	76	3,5	120	36	156	0,46	3,88	606	0,606
												∑	**1,215**
127	ТК3-3 - Гагарина, 33	П	5,0	65	76	3,5	95	28,5	123,5	0,42	3,09	382	0,382
		О	4,9	65	76	3,5	95	28,5	123,5	0,41	3,09	381	0,381
												∑	**0,764**
128	ТК3 - ТК3-3	П	10,6	80	89	3,5	36	10,8	46,8	0,59	4,60	215	0,215
		О	10,4	80	89	3,5	36	10,8	46,8	0,58	4,56	213	0,213
												∑	**0,429**
129	ТК3-11 - Свердлова, 4	П	3,1	50	57	3,5	160	48	208	0,43	4,58	953	0,953
		О	3,0	50	57	3,5	160	48	208	0,42	4,57	951	0,951
												∑	**1,904**
130	ТК3-11 - Свердлова, 6	П	0,8	40	45	2,5	110	33	143	0,19	1,24	177	0,177
		О	0,8	40	45	2,5	110	33	143	0,18	1,26	180	0,180
												∑	**0,357**
131	ТК3-11 - ТКП-7	П	3,9	50	57	3,5	93	27,9	120,9	0,55	7,35	888	0,888
		О	3,8	50	57	3,5	93	27,9	120,9	0,54	7,29	882	0,882
												∑	**1,770**
132	Гагарина, 29 - 31	П	0,2	32	38	2,5	40	12	52	0,08	0,31	16	0,016
		О	0,2	32	38	2,5	40	12	52	0,07	0,32	17	0,017
												∑	**0,033**
133	ТКП-7 - 'Гагарина, 29	П	3,5	50	57	3,5	80	24	104	0,49	5,87	611	0,611
		О	3,4	50	57	3,5	80	24	104	0,48	5,84	607	0,607
												∑	**1,218**
134	ТКП-7 - ТК2	П	7,4	65	76	3,5	45	13,5	58,5	0,62	6,58	385	0,385
		О	7,2	65	76	3,5	45	13,5	58,5	0,61	6,52	381	0,381
												∑	**0,766**
135	СОШ №1 - ТК2	П	53,7	150	159	4,5	90	27	117	0,84	4,25	497	0,497
		О	52,8	150	159	4,5	90	27	117	0,83	4,19	490	0,490
												∑	**0,987**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

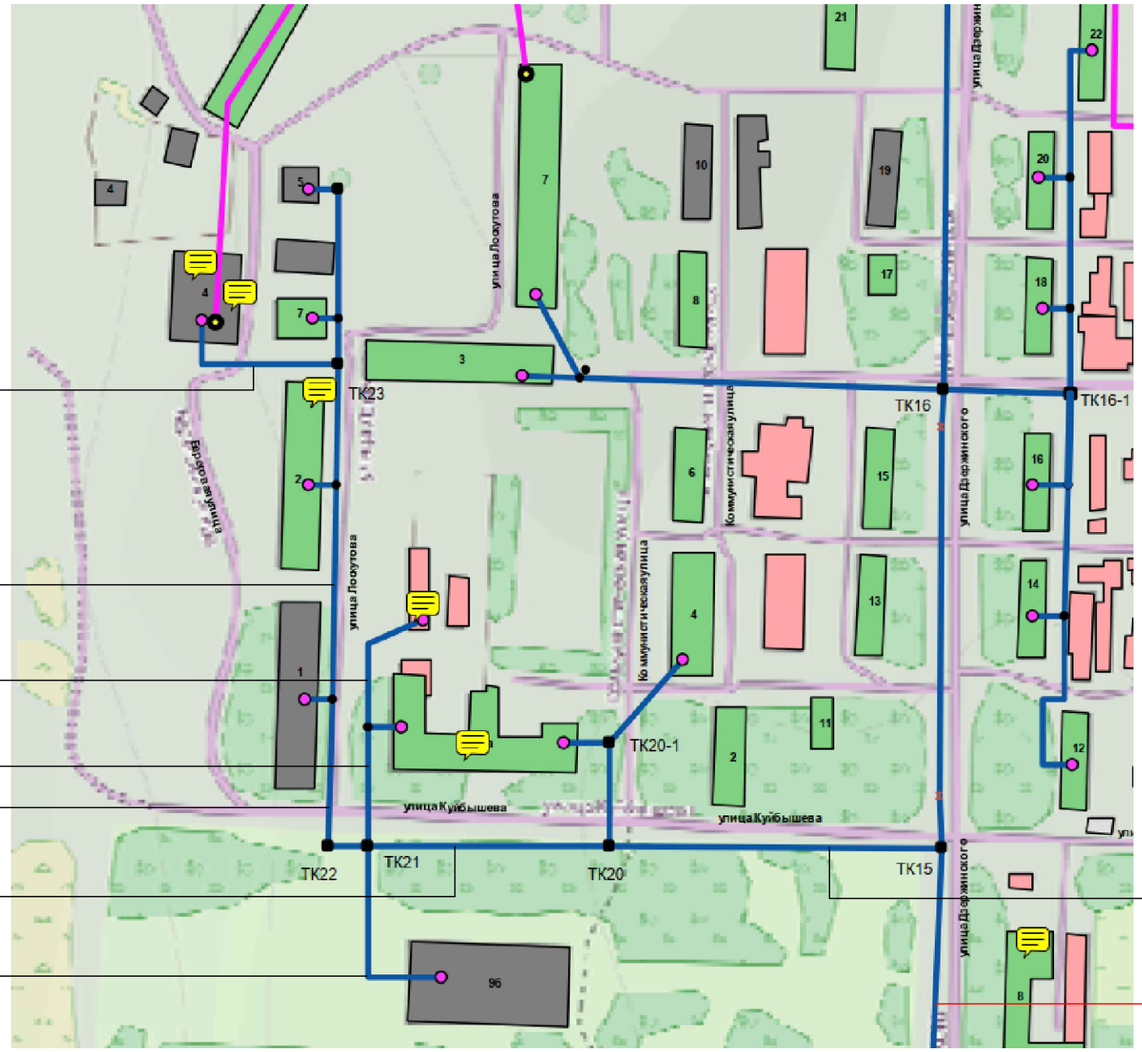
Таблица 11.1 (продолжение)

136	ТК1-9 - Строителей, 18	П	4,3	65	76	3,5	175	52,5	227,5	0,36	2,32	528	0,528
		О	4,2	65	76	3,5	175	52,5	227,5	0,35	2,32	529	0,529
												∑	**1,057**
137	ТК1-9 - ТК1-8	П	7,5	80	89	3,5	70	21	91	0,41	2,34	213	0,213
		О	7,3	80	89	3,5	70	21	91	0,41	2,33	212	0,212
												∑	**0,425**
138	ТК1-7 - ТК1-8	П	13,7	80	89	3,5	47	14,1	61,1	0,76	7,54	461	0,461
		О	13,5	80	89	3,5	47	14,1	61,1	0,74	7,45	455	0,455
												∑	**0,916**
139	ТК2-3 - Терещенко (Склад, лит Б)	П	0,2	32	38	2,5	110	33	143	0,06	0,18	26	0,026
		О	0,2	32	38	2,5	110	33	143	0,06	0,19	27	0,027
												∑	**0,053**
140	ТК1-7 - Толстого, 50	П	13,7	80	89	3,5	110	33	143	0,76	7,54	1079	1,079
		О	13,5	80	89	3,5	110	33	143	0,74	7,45	1065	1,065
												∑	**2,144**
141	ТК2-3 - ТК2-4	П	19,4	100	108	4	63	18,9	81,9	0,69	4,70	385	0,385
		О	19,0	100	108	4	63	18,9	81,9	0,67	4,65	381	0,381
												∑	**0,766**
142	ТК2-3 - ТК2	П	23,6	150	159	4,5	205	61,5	266,5	0,37	0,87	232	0,232
		О	23,3	150	159	4,5	205	61,5	266,5	0,37	0,87	232	0,232
												∑	**0,464**
143	ТК1-5 - ТК1-6	П	6,3	80	89	3,5	70	21	91	0,35	1,70	155	0,155
		О	6,2	80	89	3,5	70	21	91	0,34	1,70	155	0,155
												∑	**0,310**
144	ТК1-5 - ТК1-3	П	12,9	100	108	4	95	28,5	123,5	0,46	2,15	265	0,265
		О	12,7	100	108	4	95	28,5	123,5	0,45	2,14	264	0,264
												∑	**0,529**
145	ТК1-2 - ТК1-3	П	16,9	150	159	4,5	80	24	104	0,27	0,46	48	0,048
		О	16,7	150	159	4,5	80	24	104	0,26	0,46	48	0,048
												∑	**0,096**

Гидравлический расчет существующей тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.1 (окончание)

146	ТК1-2 - Толсього, 48	П	8,4	50	57	3,5	90	27	117	1,19	33,15	3878	3,878
		О	8,3	50	57	3,5	90	27	117	1,17	32,52	3805	3,805
												∑	**7,683**
147	ТК1-2 - ТК1-15	П	10,6	65	76	3,5	60	18	78	0,89	13,29	1037	1,037
		О	10,4	65	76	3,5	60	18	78	0,87	13,09	1021	1,021
												∑	**2,058**
148	ТК1 - ТК1-11	П	7,4	65	76	3,5	80	24	104	0,62	6,62	688	0,688
		О	7,3	65	76	3,5	80	24	104	0,61	6,56	682	0,682
												∑	**1,370**
149	ТК1 - Гагарина, 31	П	3,5	50	57	3,5	45	13,5	58,5	0,49	5,93	347	0,347
		О	3,4	50	57	3,5	45	13,5	58,5	0,49	5,90	345	0,345
												∑	**0,692**
150	ТКП-8 - СПОК "Константа"Дудин Е.А	П	2,7	40	45	2,5	26	7,8	33,8	0,59	11,15	377	0,377
		О	2,6	40	45	2,5	26	7,8	33,8	0,58	11,05	374	0,374
												∑	**0,751**
151	ТКП-8 - Гагарина, 27	П	1,1	32	38	2,5	65	19,5	84,5	0,38	6,37	538	0,538
		О	1,1	32	38	2,5	65	19,5	84,5	0,38	6,37	538	0,538
												∑	**1,077**
152	ТКП-8 - ТК1	П	3,8	50	57	3,5	40	12	52	0,54	6,96	362	0,362
		О	3,7	50	57	3,5	40	12	52	0,53	6,91	359	0,359
												∑	**0,721**
153	ТКП-9 - ООО "НПО Импульс" (ул. Гагарина,27)	П	1,1	32	38	2,5	35	10,5	45,5	0,38	6,37	290	0,290
		О	1,1	32	38	2,5	35	10,5	45,5	0,38	6,37	290	0,290
												∑	**0,580**



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V- H – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

– Предлагаемый вариант оптимизации теплосети

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	1	10
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК23 – ТК15. Оптимизация	ООО "ПрофПартнер"		

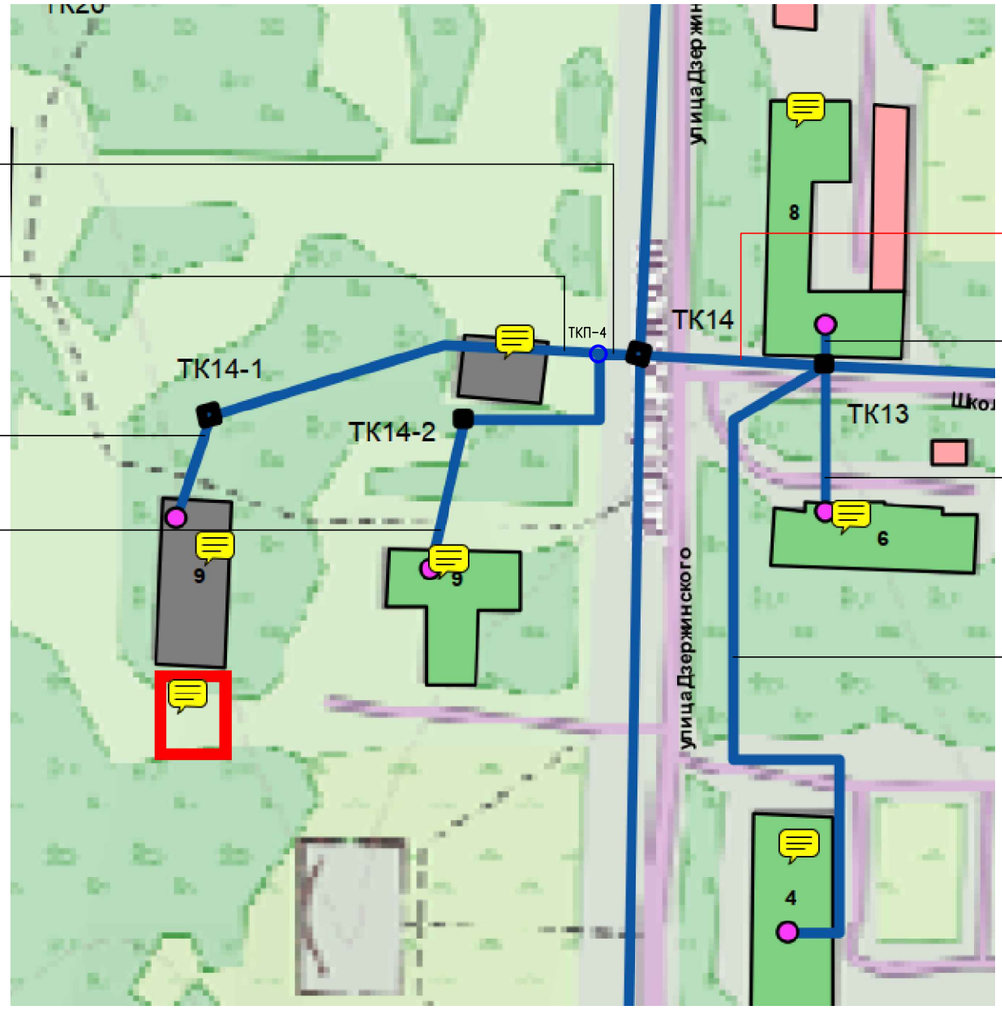
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V- H – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

– Предлагаемый вариант оптимизации теплосети

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Мехоношин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	2	
Н. контр.		Мехоношин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК14 - ТК14-1. Оптимизация	ООО "ПрофПартнер"		

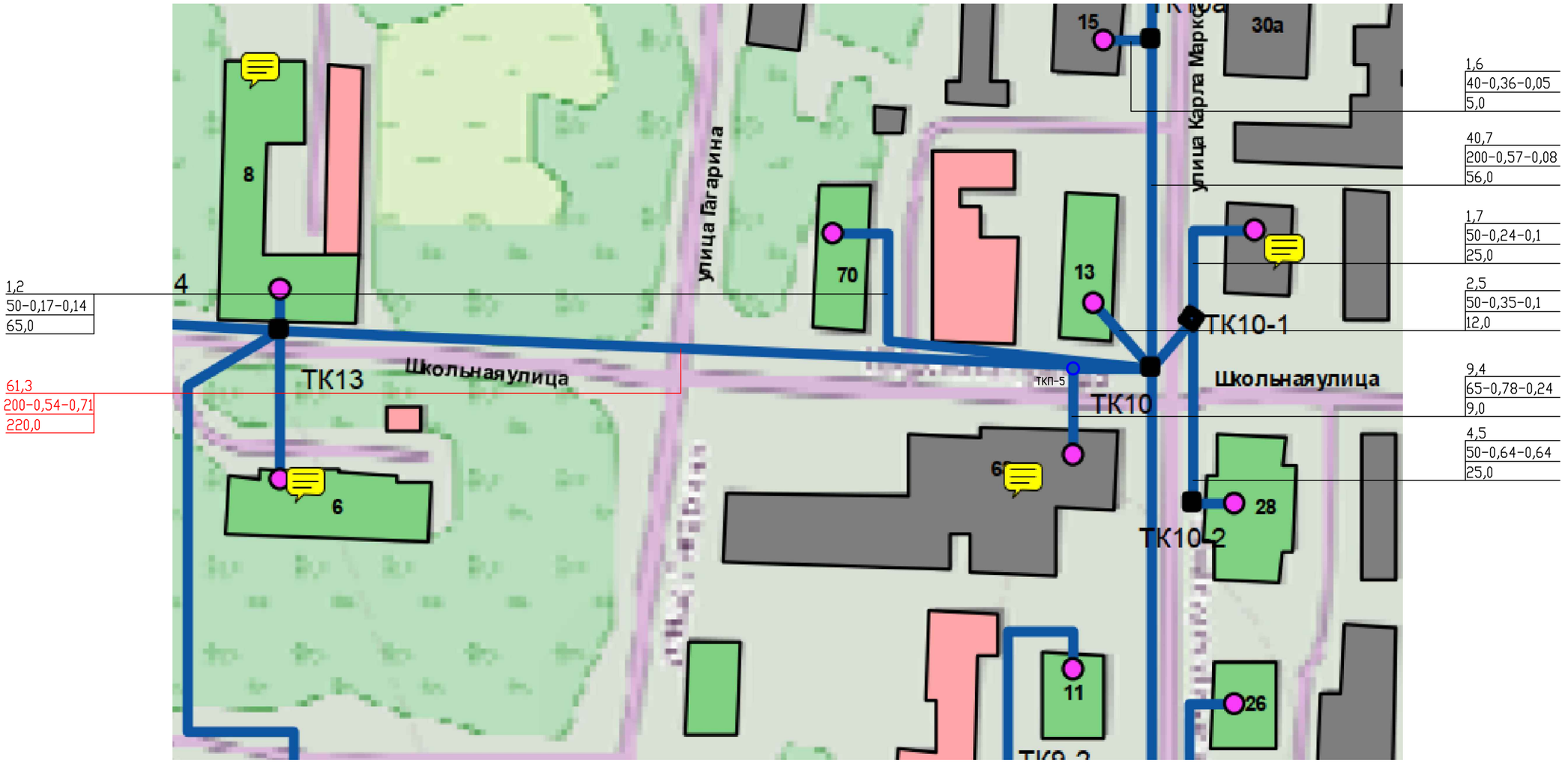
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V- H – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

– Предлагаемый вариант оптимизации теплосети

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	3	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК10 – ТК13. Оптимизация	ООО "ПрофПартнер"		

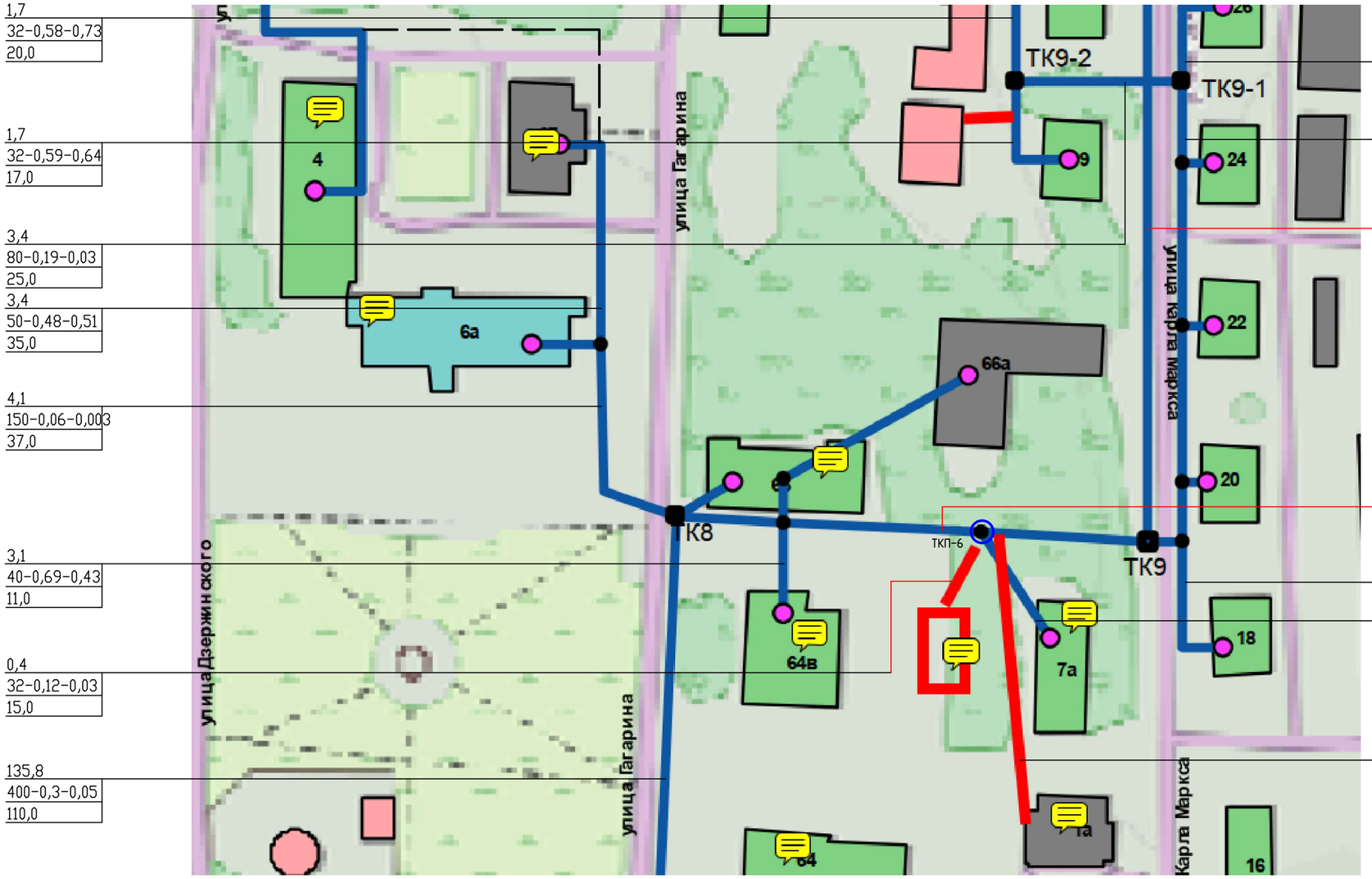
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V- H – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

– Предлагаемый вариант оптимизации теплосети

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата
ГИП		Механошин			02.21
Инженер		Ракитин			02.21
Н. контр.		Механошин			02.21

620/21-ИОС4.1.Р11

"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"

Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети

Стадия	Лист	Листов
П	4	

Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК8 – ТК9. Оптимизация

ООО "ПрофПартнер"

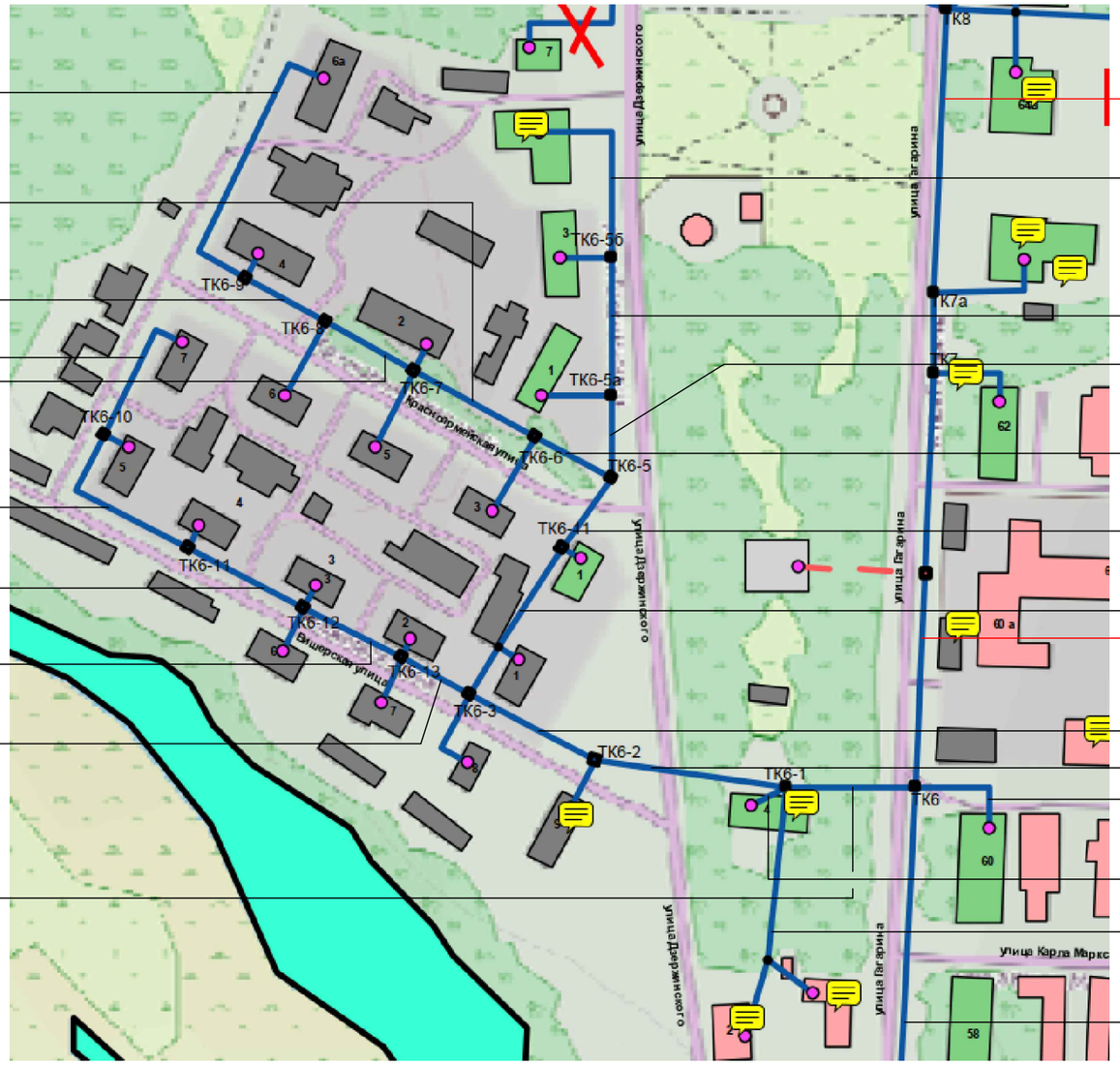
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3



2,5
50-0,35-0,89
110,0

9,2
80-0,51-0,38
42,0

4,6
80-0,25-0,07
28,0

1,5
50-0,22-0,16
50,0

5,8
80-0,32-0,12
31,0

2,8
50-0,4-0,56
55,0

4,1
80-0,23-0,07
39,0

6,9
80-0,38-0,18
34,0

9,7
80-0,54-0,24
24,0

40,3
150-0,63-0,25
40,0

135,8
200-1,2-1,68
43,0

11,6
80-0,64-0,61
43,0

14,0
80-0,77-0,85
42,0

15,1
80-0,83-1,0
25,0

10,2
80-0,57-0,3
27,0

25,3
125-0,57-0,17
26,0

27,7
125-0,63-0,41
53,0

141,1
200-1,25-2,34
142,5

37,3
150-0,59-0,26
47,5

37,3
150-0,59-0,33
60,0

2,4
65-0,54-0,71
42,5

1,8
100-0,64-0,22
5,0

1,1
100-0,39-1,15
68,0

183,9
400-0,41-0,09
110,0

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V- H – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

– Предлагаемый вариант оптимизации теплосети

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Согласовано

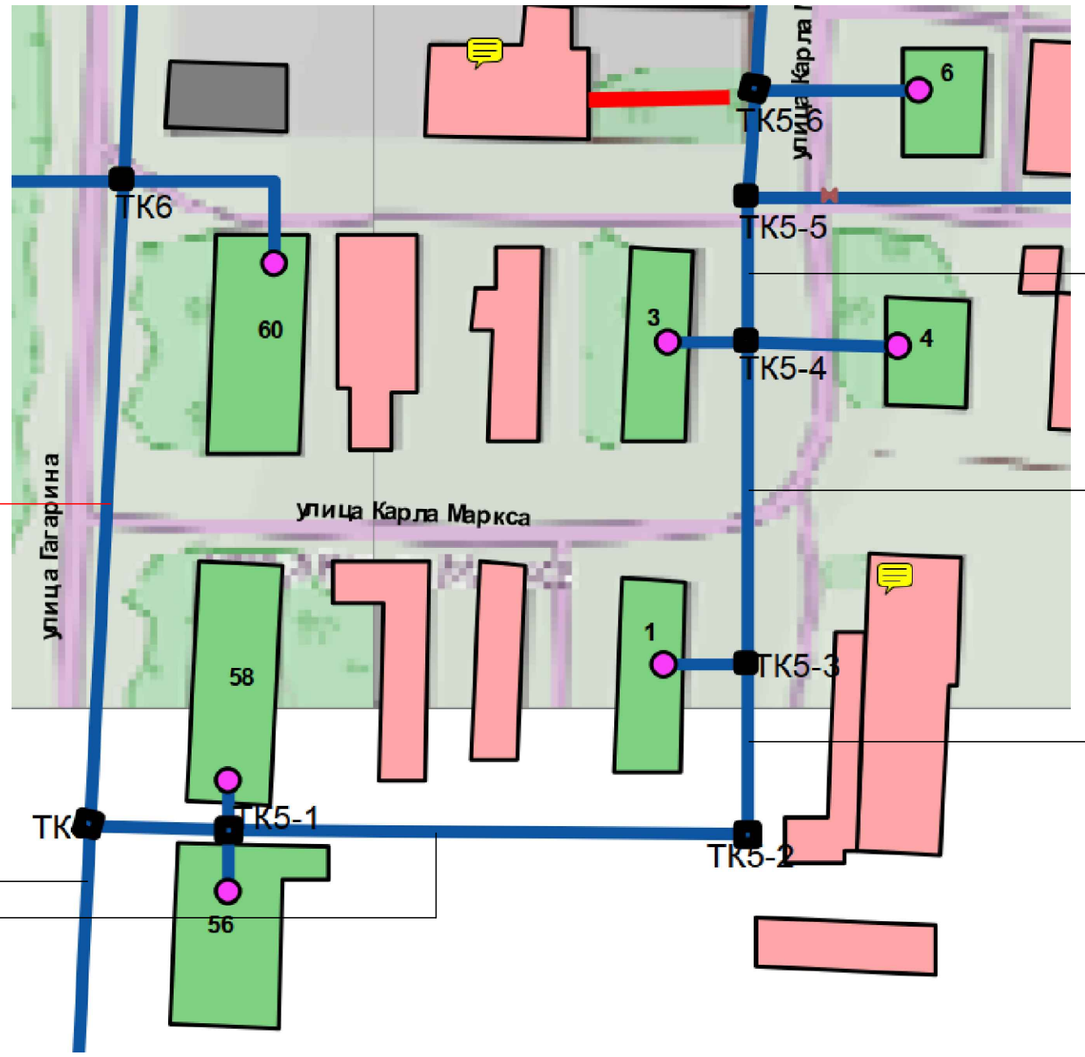
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	5	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК6 - ТК6-10. Оптимизация	ООО "ПрофПартнер"		

Формат А3



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V- H – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

– Предлагаемый вариант оптимизации теплосети

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	6	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК5 – ТК6. Оптимизация	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

ТК5

213,9
250-1,21-2,23
110,0

5,6
65-0,47-1,2
120,0

223,3
250-1,26-1,28
100,0

10,6
65-0,59-0,43
36,0

5,0
65-0,42-0,76
95,0

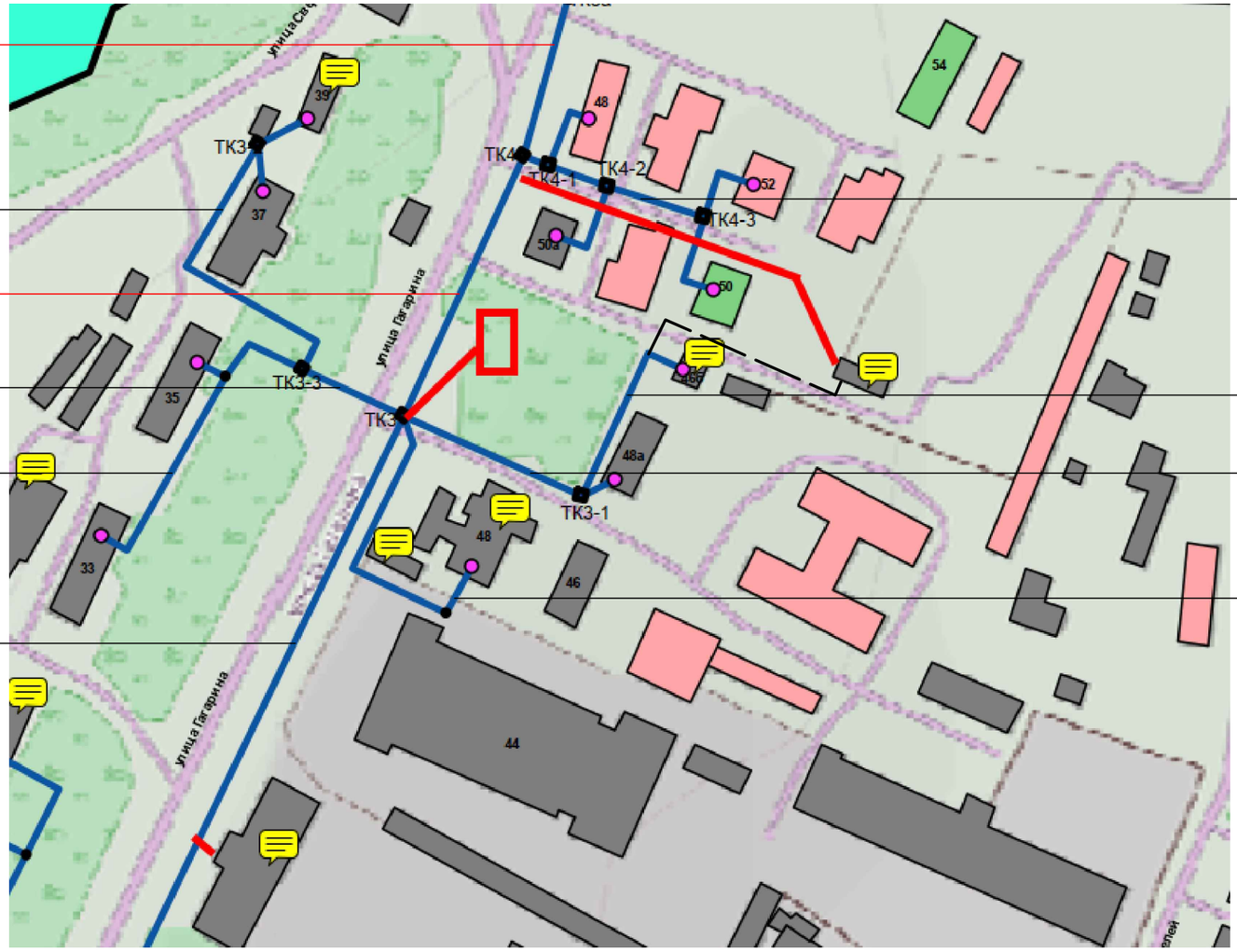
242,1
400-0,54-0,35
265,0

9,4
65-0,79-1,64
60,0

0,2
65-0,05-0,02
50,0

2,1
80-0,12-0,04
75,0

6,0
65-0,5-1,1
95,0



Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V- H – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

– Предлагаемый вариант оптимизации теплосети

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	7	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК3 - ТК4. Оптимизация	ООО "ПрофПартнер"		

Формат А3

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V- H – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

– Предлагаемый вариант оптимизации теплосети

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	8	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК2 – ТК1-10. Оптимизация	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Условные обозначения:

Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч
Ду-V-ΣΔH	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.
L	– Длина участка трубопровода, м
Gуч.	– Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)
Ду-V- H	– Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)
L	– Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

– Предлагаемый вариант оптимизации теплосети

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	9	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК0 – ТК1. Оптимизация	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Условные обозначения:

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч

Ду-V-ΣΔH – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст.

L – Длина участка трубопровода, м

Gуч. – Расход теплоносителя на участке, м3/ч (при оптимизации)

Ду-V- H – Условный проход участка трубопровода, мм; скорость теплоносителя, м/с; потеря давления на участке, м. в. ст. (при оптимизации)

L – Длина участка трубопровода, м (при оптимизации)

– Существующая теплосеть

– Проектируемая теплосеть

– Предлагаемый вариант оптимизации теплосети

ТКП-1 – Тепловая камера проектируемая

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	620/21-ИОС4.1.Р11			
						"Проект схемы теплоснабжения г. Красновишерск"			
ГИП		Механошин			02.21	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Наружные тепловые сети	Стадия	Лист	Листов
Инженер		Ракитин			02.21		П	10	
Н. контр.		Механошин			02.21	Расчетная схема системы теплоснабжения от котельной №11. ТК0 - Котельная №11. Оптимизация	ООО "ПрофПартнер"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Гидравлический расчет оптимизированной тепловой сети от котельной №11

Таблица 11.2

№ п/п	Наименование участка по схеме	Положение трубопровода (подача, обратка)	Расход теплоносителя на участке G, м3/ч	Характеристика трубы			Длина участка трубопровода, м			Скорость теплоносителя на участке v, м/с	Потеря давления		Суммарная потеря давления H=∑ΔH, м. в. ст.
				Диаметр условного прохода Ду, мм	Наружный диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	По плану, l, м	Эквивалентная местным сопротивлениям, lэкв., м	Приведенная $l_{пр}=l+l_{экв.}$, м		удельная на трение Δh, мм/м	на участке $\Delta H=\Delta h l_{пр}$, мм. в. ст.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная №11													
1	ТК14 - ТК15	П	48,1	200	219	6	90	27	117	0,43	0,79	92	0,092
		О	47,3	200	219	6	90	27	117	0,42	0,78	92	0,092
												∑	**0,184**
2	ТК14 - ТК13	П	52,8	150	159	4,5	141	42,3	183,3	0,83	4,12	755	0,755
		О	51,9	150	159	4,5	141	42,3	183,3	0,82	4,06	744	0,744
3	ТК10 - ТК13	П	61,3	200	219	6	220	66	286	0,54	1,25	359	0,359
		О	60,2	200	219	6	220	66	286	0,53	1,25	356	0,356
4	ТК9 - ТК10	П	111,9	200	219	6	200	60	260	0,99	4,05	1054	1,054
		О	110,0	200	219	6	200	60	260	0,97	3,99	1036	1,036
												∑	**2,090**
5	ТК9 - ТК8	П	131,7	200	219	6	100	30	130	1,16	5,58	725	0,725
		О	129,5	200	219	6	100	30	130	1,15	5,47	712	0,712
												∑	**1,437**
6	ТК7а - ТК8	П	135,8	200	219	6	110	33	143	1,20	5,92	847	0,847
		О	133,5	200	219	6	110	33	143	1,18	5,81	831	0,831
												∑	**1,678**
7	ТК7а - ТК7	П	138,7	200	219	6	20	6	26	1,23	6,18	161	0,161
		О	136,4	200	219	6	20	6	26	1,21	6,06	158	0,158
												∑	**0,318**
8	ТК6 - ТК7	П	141,1	200	219	6	142,5	42,75	185,25	1,25	6,39	1184	1,184
		О	138,8	200	219	6	142,5	42,75	185,25	1,23	6,27	1161	1,161
												∑	**2,346**
9	ТК6 - ТК5	П	183,9	250	273	6	110	33	143	1,04	3,39	484	0,484
		О	180,8	250	273	6	110	33	143	1,02	3,33	476	0,476
												∑	**0,960**
10	ТК4 - ТК5	П	213,9	250	273	6	190	57	247	1,21	4,56	1126	1,126
		О	210,4	250	273	6	190	57	247	1,19	4,47	1104	1,104
												∑	**2,230**
11	ТК4 - ТК3	П	223,3	250	273	6	100	30	130	1,26	4,96	645	0,645
		О	219,7	250	273	6	100	30	130	1,24	4,86	632	0,632
												∑	**1,277**
12	ТК2 - ТК3	П	242,1	300	325	7	265	79,5	344,5	0,95	2,26	779	0,779
		О	238,1	300	325	7	265	79,5	344,5	0,94	2,23	767	0,767
												∑	**1,546**
13	ТК2 - ТК1	П	326,8	300	325	7	220	66	286	1,28	4,07	1165	1,165
		О	321,4	300	325	7	220	66	286	1,26	3,99	1142	1,142
												∑	**2,307**
14	ТКП-9 - ТК1	П	341,4	300	325	7	140	42	182	1,34	4,44	808	0,808
		О	335,8	300	325	7	140	42	182	1,32	4,35	792	0,792
												∑	**1,600**
15	ТКП-9 - ТК0	П	342,6	300	325	7	70	21	91	1,35	4,47	407	0,407
		О	336,9	300	325	7	70	21	91	1,32	4,38	399	0,399
												∑	**0,805**
16	ТК0-1 - ТК0	П	342,6	300	325	7	150	45	195	1,35	4,47	872	0,872
		О	336,9	300	325	7	150	45	195	1,32	4,38	854	0,854
												∑	**1,726**
17	ТК0-1 - Котельная №11	П	405,0	300	325	7	30	9	39	1,59	6,22	242	0,242
		О	398,3	300	325	7	30	9	39	1,57	6,08	237	0,237
												∑	**0,480**

Приложении 1 «Схема теплоснабжения г. Красновишерск»

АКТ
обследования территории Красновишерского городского округа

г. Красновишерск «21» июня 2021 года

Мы, нижеподписавшиеся:
Сучинова А.Д. – н.в. заместителя главы администрации городского округа по развитию инфраструктуры, начальника территориального отдела
Мосиева Т.Н. – генеральный директор ООО «ПУЭ»
составили настоящий акт о нижеследующем:
Произведен осмотр теплотрассы в двухтрубном исполнении ø 76 мм, проходящей через подвал дома по ул. Советская, 2 к дому по ул. Советская, 3 в г. Красновишерск, по результатам которого установлено, что данный участок теплотрассы является бесхозяйным и связи с отсутствием правоустанавливающих документов. Третья теплотрасса осуществлена в подвале дома № 2 по ул. Советская. Данная теплотрасса имеет 2 ответвления: первое ответвление установлено для подвалов и ЦО на 40 метров в сторону дома № 3 протяжение теплотрассы в 76 мм к двухтрубном исполнении. Продолжительная протяженность участка подвергнутой осмотру составила 105 м.
Дополнительная информация: схема расположения.

Список потребителей **Приложение 2**

с расчётом полезного отпуска т/энергии от котельной №11

Потребители		Норматив для помещений в МНД						Тепловая нагрузка (Q макс.час)					Q год отоп. (Гкал/ год)	
Население								**7,7980**					**15 753,00**	
Организации	Объем зданий (м3)		q отопл.	a = 0,95	K инфильтрации	tвн	t= (tвн-tно)	Тепловая нагрузка (Q макс.час)	tср.но	t= (tвн-tср.но)	n, дни	(n*24)	Q год отоп. (Гкал/ год)	
МБОУ "СОШ №1"	60063,1					21	58	1,266	-6,7	27,7	243	5832	3525,31	
МАОУ СОШ №4 здание школы	9308		0,35	0,95	1,03	21	58	0,185	-6,7	27,7	243	5832	514,97	ПУ
МАОУ СОШ №4 мастерские	510		0,37	0,95	1,03	20	57	0,011	-6,7	26,7	243	5832	28,75	
Муниципальное бюджетное образовательное учреждение "Специальная (коррекционная) школа- интернат" (новый учебный корпус)	6 916		0,35	0,95	1,03	21	58	0,137	-6,7	27,7	243	5832	382,63	счетчик
Муниципальное бюджетное образовательное учреждение "Специальная (коррекционная) школа- интернат"(спальный корпус)	3 563		0,4	0,95	1,03	23	60	0,084	-6,7	29,7	243	5832	241,55	
МКУ "ЦБУ" ул. Дзержинского, 6	2 815		0,38	0,95	1,03	23	60	0,063	-6,7	29,7	243	5832	181,30	счетчик
МДОУ "Дет.сад №4"	1 955		0,38	0,95	1,03	23	60	0,044	-6,7	29,7	243	5832	125,91	счетчик
МДОУ "Дет.сад №14"	2 255		0,38	0,95	1,03	23	60	0,050	-6,7	29,7	243	5832	145,23	счетчик
МУ "Управление капитального строительства" (зд-е администрации) ул. Дзержинского, 6а	13 538		0,35	0,95	1,07	20	57	0,275	-6,7	26,7	243	5832	750,00	счетчик
МБУ "Центр организации досуга"	3 768		0,37	0,95	1,03	18	55	0,075	-6,7	24,7	243	5832	196,51	счетчик
Управление судебного департамента	3280		0,43	0,95	1,05	20	57	0,080	-6,7	26,7	243	5832	219,07	счетчик
ГУ Центр занятости населения	587		0,43	0,95	1,07	20	57	0,015	-6,7	26,7	243	5832	39,95	
	5959		0,38	0,95	1,07	18	55	0,127	-6,7	24,7	243	5832	331,57	счетчик
	605		0,7	0,95	1,05	10	47	0,020	-6,7	16,7	243	5832	41,14	
ГУ МВД России по Пермскому краю отделение МВД РФ по Красновишерскому району (ул.К.Маркса,17)	264,8		0,7	0,95	1,03	14	51	0,009	-6,7	20,7	243	5832	21,90	
ФГБУ "Государственный природный заповедник "Вишерский" ул.Гагарина, 67	3340		0,43	0,95	1,07	18	55	0,080	-6,7	24,7	243	5832	210,30	счетчик
МБУК "Районный краеведческий музей" (ул. Берзина, 2)	633		0,37	0,95	1,03	20	57	0,013	-6,7	26,7	243	5832	35,69	
Северный филиал ФГУЗ "Центр гигиены и эпидемиологии"здание СЭС (ул. Дзержинского,4)	2 084		0,43	0,95	1,07	20	57	0,052	-6,7	26,7	243	5832	141,84	
МКУ ЕДДС Красновишерского муниципального района (ул. Дзержинского,4)	284,0		0,43	0,95	1,07	20	57	0,007	-6,7	26,7	243	5832	19,33	
Прокуратура Пермского края	393		0,43	0,95	1,03	18	55	0,009	-6,7	24,7	243	5832	23,82	счетчик
УФС судебных приставов	621		0,43	0,95	1,07	20	57	0,02	-6,7	26,7	243	5832	42,27	
ФГБУ "Государственный природный заповедник "Вишерский" ул.Гагарина, 36б	713		0,43	0,95	1,03	18	55	0,016	-6,7	24,7	243	5832	43,21	
Красновишерский почтамп УФПС Пермского края-филиал ФГУП "Почта России" (ул.Толст.,26)	191	0,0331	площадь м2		51,80								13,72	
Красновишерский почтамп УФПС Пермского края-филиал ФГУП "Почта России" (ул.Лоск.,2) (МНД)		0,028	площадь м2		40,80								9,14	ОПУ
УФС государственной регистрации, кадастра и картографии по Пермскому краю	446		0,43	0,95	1,07	20	57	0,01	-6,7	26,7	243	5832	30,32	
ГУ "1 отряд Федеральной противопожарной службы по Пермскому краю" (ул. Гагарина, 38)	2715		0,43	0,95	1,07	18	55	0,065	-6,7	24,7	243	5832	170,95	
Территориальный орган Федеральной государственной статистики (ул.Гагарина,66)	82,5		0,43	0,95	1,06	18	55	0,002	-6,7	24,7	243	5832	5,15	
Администрация Красновишерского городского поселения (ул.Гагарина,66) - свободные комнаты,архив	1790		0,43	0,95	1,06	20	57	0,04	-6,7	26,7	243	5832	120,71	
ГУ Пермское региональное отделение Фонда социального страхования (ул.Гагарина,66)	103		0,43	0,95	1,06	20	57	0,003	-6,7	26,7	243	5832	6,94	
ФКУ УИИ ГУФСИН России по Пермскому краю (ул.Дзержинского,4)	142		0,43	0,95	1,07	20	57	0,004	-6,7	26,7	243	5832	9,66	
Администрация Красновишерского муниципального района Пермского края (ул.Дзержинского,4)	138		0,43	0,95	1,07	20	57	0,003	-6,7	26,7	243	5832	9,39	
ГБУВК "Соликамская СББЖ"ГБУВК "Соликамская СББЖ" (ул.Лоскутова,4)	173	0,028	площадь м2		46,40								10,39	
МБУ ЦОФМУ Гараж ул.Гагарина б/н (дет.дом)	824		0,7	0,95	1,03	14	51	0,029	-6,7	20,7	243	5832	68,14	
ГБУ Дирекция ООПТ Пермского края	153,4		0,43	0,95	1,06	20	57	0,004	-6,7	26,7	243	5832	10,34	
ИТОГО Бюджетники всех уровней	**130 212**							**2,797**					**7 727**	
АНО "Редакция районной газеты "Красная Вишера" (гараж) ул. Дзержинского	69		0,7	0,95	1,03	10	47	0,002	-6,7	16,7	243	5832	4,60	
МУП "Водоканал-1" (ул.Гагарина,66)	171,3		0,43	0,95	1,06	20	57	0,00	-6,7	26,7	243	5832	11,55	
ГУ предприятие "Центр технической инвентаризации Пермского края" (ул.Гагарина,66)	82,1		0,43	0,95	1,06	20	57	0,00	-6,7	26,7	243	5832	5,54	
МУП "Комус" (ул.Вишерская,9)	1 546		0,43	0,95	1,06	18	55	0,037	-6,7	24,7	243	5832	96,43	
гр-ка Яборова (магазин-мастерская)	164		0,38	0,93	1,05	15	52	0,003	-6,7	21,7	243	5832	7,70	
гр-ка Яборова (магазин-мастерская)	122		0,38	0,93	1,05	15	52	0,002	-6,7	21,7	243	5832	5,73	
ИП Ничкова Е.Э. Здание ТЦ "Березка" (ул.Карла-Маркса,7-Б)	1 873		0,43	0,95	1,06	18	55	0,045	-6,7	24,7	243	5832	116,83	счетчик
ИП Терещенко (гостиница, ул.Дзержинского,9а))	3 047		0,43	0,93	1,06	18	55	0,07	-6,7	24,7	243	5832	186,06	
ИП Терещенко В.П. магазин "Эдельвейс"	527		0,38	0,95	1,03	15	52	0,01	-6,7	21,7	243	5832	24,80	
ИП Терещенко В.П. (ул.строителей,17)	1308,0		0,43	0,95	1,06	18	55	0,031	-6,7	24,7	243	5832	81,59	
Ип Терещенко ул.Строителей,17 (лит "б")-склад	195		0,38	0,95	1,06	15	52	0,004	-6,7	21,7	243	5832	9,44	
ИП Терещенко(ул.Строителей,17-лит Д)	60		0,43	0,95	1,06	18	55	0,001	-6,7	24,7	243	5832	3,74	
ИП Ридель В.Н. Бар "Элит"	1090,5		0,35	0,95	1,06	15	52	0,02	-6,7	21,7	243	5832	48,64	счетчик
ИП Ридель В.Н. Магазин у автостанции	161		0,38	0,95	1,05	15	52	0,003	-6,7	21,7	243	5832	7,72	
ИП Ридель Мельница (ул.Строителей,19)	2158		0,38	0,95	1,06	15	52	0,043	-6,7	21,7	243	5832	115,07	счетчик
ИП Ридель М-н ул.К.Маркса,2а	757,9		0,38	0,95	1,06	15	52	0,015	-6,7	21,7	243	5832	36,70	счетчик

ИП Ридель офис (2 этаж)	415,1		0,43	0,95	1,06	18	55	0,010	-6,7	24,7	243	5832	25,89	счетчик
ИП Орлов (ул.Дзержинского,4 м-н "Мария")	63		0,43	0,95	1,07	15	52	0,001	-6,7	21,7	243	5832	3,48	
ИП Орлов (ул.Дзержинского,4 м-н)	329		0,43	0,95	1,07	15	52	0,01	-6,7	21,7	243	5832	18,20	
ИП Орлов (ул.Дзержинского,4 помещение)	139,9		0,35	0,95	1,07	20	57	0,003	-6,7	26,7	243	5832	7,75	
Православная религиозная организация приход храма	44,1		0,43	0,95	1,06	18	55	0,00	-6,7	24,7	243	5832	2,75	
ОАО "Ростелеком" (ул. Дзержинского,8)	4751		0,43	0,95	1,08	20	57	0,119	-6,7	26,7	243	5832	326,38	счетчик
ООО "НПО Импульс" (ул. Гагарина,27)	1060,8		0,43	0,95	1,06	20	57	0,03	-6,7	26,7	243	5832	71,53	
ИР Раджабов (магазин №16)	487	0,028	площадь м2		175,70								39,36	
КАО "Центр-Сервис" магазин №6 (ул. Дзержинского, 1а)	691		0,38	0,95	1,05	15	52	0,014	-6,7	21,7	243	5832	33,15	счетчик
КАО "Центр-Сервис" магазин №22 (ул. Гагарина,64)	653		0,38	0,95	1,05	15	52	0,013	-6,7	21,7	243	5832	31,32	счетчик
Рахимов М.М. (ул. Гагарина,64а)	3721		0,38	0,95	1,06	15	52	0,074	-6,7	21,7	243	5832	180,20	счетчик
Рахимов М.М. (ул. К. Маркса,3а)	0		0,38	0,95	1,06	15	52	0,064	-6,7	21,7	244	5832	155,76	счетчик
ИП Гараева (ул. Гагарина,64)	2521		0,52	0,95	1,05	16	53	0,069	-6,7	22,7	243	5832	173,11	счетчик
КАО "Центр-Сервис" адм.здание (ул. Дзержинского,5а)	2733		0,43	0,95	1,06	18	55	0,065	-6,7	24,7	243	5832	170,47	
ООО"Союз"	10000		0,33	0,95	1,07	15	52	0,174	-6,7	21,7	243	5832	424,52	счетчик
МУП "Красновишерский хлебокомбинат" магазин	202		0,38	0,95	1,05	15	52	0,004	-6,7	21,7	243	5832	9,69	
МУП "Красновишерский хлебокомбинат" гараж	700		0,7	0,95	1,05	14	51	0,025	-6,7	20,7	243	5832	59,0	
МУП "Красновишерский хлебокомбинат" админ.зд-е	872,2		0,43	0,95	1,05	20	57	0,021	-6,7	26,7	243	5832	58,25	
ОАО "МРСК Урала" контора	3549		0,43	0,95	1,07	18	55	0,085	-6,7	24,7	243	5832	223,46	счетчик
ОАО "МРСК Урала" гараж	1715		0,7	0,95	1,07	10	47	0,057	-6,7	16,7	243	5832	118,85	счетчик
ОАО Красновишерское АТП ад.здание	4330		0,43	0,95	1,06	20	57	0,107	-6,7	26,7	243	5832	291,95	счетчик
ОАО Красновишерское АТП автостанция	1400		0,43	0,95	1,06	15	52	0,032	-6,7	21,7	243	5832	76,72	счетчик
ИП Пономарева В,Е. (ул.Толстого,50)		0,0331	площадь м2		110,40								29,23	ОПУ
ИП Пономарева В,Е. (ул.Толстого,25)	655		0,38	0,95	1,05	15	52	0,013	-6,7	21,7	243	5832	31,42	
ИП Калач (ул. Гагарина,3)	814,2		0,35	0,95	1,05	16	53	0,015	-6,7	22,7	243	5832	37,63	
ООО "Промактив" (проходная ул.Гагарина,27)	1289,0		0,43	0,95	1,06	18	55	0,031	-6,7	24,7	243	5832	80,40	
ИП Казанцева (ул.Дзержинского,9 гараж)	218,0		0,7	0,95	1,03	10	47	0,007	-6,7	16,7	243	5832	14,54	
ИП Гнатик (маг-н ул.Гагарина,36б)	781,0		0,38	0,95	1,05	15	52	0,015	-6,7	21,7	243	5832	37,46	
ИП Карпов (маг-н ул.Гагарина,36б)	288,0		0,38	0,95	1,05	15	52	0,006	-6,7	21,7	243	5832	13,82	
ИП Митраков А.Ф.	357,0		0,43	0,95	1,06	18	55	0,009	-6,7	24,7	243	5832	22,27	счетчик
ИП Шарафиев С.И.	1944,0		0,38	0,95	1,06	15	52	0,039	-6,7	21,7	243	5832	94,14	счетчик
ООО "Эверест"	474,0		0,7	0,95	1,05	10	47	0,016	-6,7	16,7	243	5832	32,23	
Сученинова Т.И. (ул. Гагарина,31)		0,0331	площадь м2		60,50								16,02	
Горожанинова Ю.И.	1279,0		0,38	0,95	1,06	15	52	0,025	-6,7	21,7	243	5832	61,94	
СПОК "Константа"Дудин Е.А	2654,0		0,43	0,95	1,06	18	55	0,063	-6,7	24,7	243	5832	165,54	счетчик
ООО "Спецавто" (ул. Дзержинского,4)	116,0		0,43	0,95	1,07	20	57	0,003	-6,7	26,7	243	5832	7,90	
МУП "МУК Жилсервис"	153,4		0,43	0,95	1,06	20	57	0,004	-6,7	26,7	243	5832	10,34	
ПМО ПКО ООО "ВДПО"ПМО ПКО ООО "ВДПО"	174,0		0,43	0,95	1,06	20	57	0,004	-6,7	26,7	243	5832	11,73	
Малинова Н.В. (ул.Гагарина,36В)	1111,0		0,38	0,93	1,06	15	52	0,022	-6,7	21,7	243	5832	52,67	
ИП Суслов А.А.	1683,0		0,38	0,93	1,06	15	52	0,033	-6,7	21,7	243	5832	79,79	счетчик
Раджабов С.Н. (ул.К.Маркса,7б)	64,0		0,38	0,95	1,05	15	52	0,001	-6,7	21,7	243	5832	3,07	
ИП Чучкалова С.А.	22,3	0,0331	площадь м2		22,30								5,91	
Администрация Красновишерского городского округа (ул. Гагарина,66	103,3		0,43	0,95	1,06	20	57	0,003	-6,7	26,7	243	5832	6,97	
ИП Будько	258,0		0,7	0,95	1,06	10	47	0,009	-6,7	16,7	243	5832	17,71	
Гаджиева С.З.								0,081					240,83	счетчик
Итого прочие организации	**68 147**							**1,664**					**4 337,5**	
ИТОГО полезный отпуск по организациям								4,461					12 064,6	
Всего полезный отпуск:								**12,259**					**27 817,6**	

Исп. Чушева С.А.

Приказ № СЭД-24-02-46-113 от 27.11.2019 Приказ № СЭД-24-02-46-149 от 16.12.2019 Министерства ЖКХ и благоустройства Пермского края об утверждении нормативов коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных (жилых) домов на территории Пермского края, рассчитанных на 8 месяцев отопительного периода

Расчет отпуска тепловой энергии для населеня ***Приложение 3***

Адрес			Этажность	квартир	общая Sm2	норматив потребления Гкал/м2	кол-во месяцев	Объем потребления (Гкал/год)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Котельная №1								
Кра ул.Советская 1	кирпич	после 1999	5	134	6414,23	0,0134	8	687,605
Кра ул.Советская 2	кирпич	до 1999	5	61	2908	0,0267	8	621,149
Кра ул.Советская 3	кирпич	до 1999	5	250	2842	0,0267	8	607,051
Кра ул.Советская 4	кирпич	до 1999	3	36	1819,7	0,0227	8	330,458
Кра ул.Советская 5	кирпич	до 1999	3	36	1819,3	0,0227	8	330,385
Кра ул.Советская 9	кирпич	до 1999	2	14	388	0,0228	8	70,771
Кра ул.Советская 9а	кирпич	до 1999	2	22	1028,1	0,0228	8	187,525
Кра ул.Советская 10	кирпич	до 1999	3	36	1830,6	0,0227	8	332,437
Кра ул.Советская 11	кирпич	до 1999	3	36	1807,2	0,0227	8	328,188
Кра ул.Советская 12	кирпич	до 1999	3	37	1834,4	0,0227	8	333,127
Кра ул.Советская 13	кирпич	до 1999	3	38	2070,8	0,0227	8	376,057
Кра ул.Спортивная 1	дерев	до 1999	2	8	324	0,0232	8	60,134
Кра ул.Спортивная 1а	дерев	до 1999	2	8	333,7	0,0232	8	61,935
Кра ул.Спортивная 1б	дерев	до 1999	2	8	331	0,0232	8	61,434
Кра ул.Спортивная 2	дерев	до 1999	2	8	337,1	0,0232	8	62,566
Кра ул.Спортивная 2а	дерев	до 1999	2	8	326,4	0,0232	8	60,580
Кра ул.Спортивная 3	дерев	до 1999	2	8	331,8	0,0232	8	61,582
Кра ул.Спортивная 4	дерев	до 1999	2	8	335,2	0,0232	8	62,213
Кра ул.Спортивная 5	дерев	до 1999	2	9	317,4	0,0232	8	58,909
Кра ул.Спортивная 6	дерев	до 1999	2	8	330,8	0,0232	8	61,396
Кра ул.Спортивная 7	дерев	до 1999	2	10	291	0,0232	8	54,010
Кра ул.Спортивная 8	дерев	до 1999	2	10	332,7	0,0232	8	61,749
Кра ул.Спортивная 9	дерев	до 1999	2	8	332,8	0,0232	8	61,768
Кра ул.Спортивная 10	дерев	до 1999	2	8	334,7	0,0232	8	62,120
Кра ул.Спортивная 11	дерев	до 1999	2	9	326,7	0,0232	8	60,636
Кра ул.Спортивная 12	панель	до 1999	5	75	3662,5	0,0252	8	738,360
Кра ул.Спортивная 13	дерев	до 1999	2	8	332,6	0,0232	8	61,731
Кра ул.Спортивная 14	кирпич	до 1999	5	84	4246,1	0,0267	8	906,967
Кра ул.Спортивная 15-1	кирпич	до 1999	3	23	1110,8	0,0227	8	201,721
Кра ул.Спортивная 15-2	кирпич	до 1999	3	24	1096,5	0,0227	8	199,124
Кра ул.Спортивная 16	кирпич	до 1999	5	80	4184,8	0,0267	8	893,873
Кра ул.Спортивная 17	кирпич	до 1999	3	19	1081	0,0227	8	196,310
Кра ул.Спортивная 18	кирпич	до 1999	5	127	3039,5	0,0267	8	649,237
Кра ул.Спортивная 19	кирпич	до 1999	3	22	1136,1	0,0227	8	206,316
Кра ул.Спортивная 20	панель	до 1999	5	60	2603,4	0,0252	8	524,845
Кра ул.Спортивная 22	панель	до 1999	5	60	2596,8	0,0252	8	523,515
Кра ул.Спортивная 24	кирпич	до 1999	3	36	1809,4	0,0227	8	328,587
Итого по котельной 11				1436				10486,371
Котельная №2								
Кра ул.Сосновая 1	кирпич	до 1999	1	1	171,7	0,0333	8	45,741
Кра ул.Сосновая 2	кирпич	до 1999	3	33	1663,1	0,0227	8	302,019
Кра ул.Сосновая 3	кирпич	после 1999	2	1	198,8	0,0163	8	25,924
Кра ул.Сосновая 4	кирпич	до 1999	3	34	1721,5	0,0227	8	312,624
Кра ул.Сосновая 15	кирпич	после 1999	2	1	197,2	0,0163	8	25,715
Кра ул.Жукова 1	дерев	до 1999	1	2	151,4	0,0268	8	32,460
Кра ул.Жукова 3	дерев	до 1999	1	2	154,6	0,0268	8	33,146
от ТК 11 до ул.Гагарина,71 (Подающи	дерев	до 1999	1	2	150	0,0268	8	32,160
Кра ул.Жукова 5	дерев	до 1999	1	2	170,3	0,0268	8	36,512
Кра ул.Жукова 6	дерев	до 1999	1	2	139,8	0,0268	8	29,973
Кра ул.Жукова 7	дерев	до 1999	1	2	145,8	0,0268	8	31,260
Кра ул.Жукова 8	дерев	до 1999	1	2	154,9	0,0268	8	33,211
Кра ул.Жукова 9	дерев	до 1999	1	2	140,9	0,0268	8	30,209
Кра ул.Жукова 10	дерев	до 1999	1	2	151,6	0,0268	8	32,503
Кра ул.Жукова 11	дерев	до 1999	1	1	64,5	0,0268	8	13,829
Кра ул.Жукова 12	дерев	до 1999	1	2	133,6	0,0268	8	28,644
Кра ул.Жукова 13	дерев	до 1999	1	2	111,5	0,0268	8	23,906
Кра ул.Жукова 14	дерев	до 1999	1	2	131,8	0,0268	8	28,258
Кра ул.Жукова 15	дерев	до 1999	1	2	120	0,0268	8	25,728
Кра ул.Жукова 16	дерев	до 1999	1	4	186,4	0,0268	8	39,964
Кра ул.Жукова 17	дерев	до 1999	1	2	101	0,0268	8	21,654
Кра ул.Жукова 18	дерев	до 1999	1	3	188,3	0,0268	8	40,372
Кра ул.Жукова 19	дерев	до 1999	1	2	119,4	0,0268	8	25,599

Кра ул.Жукова 20	дерев	до 1999	1	4	254,6	0,0268	8	54,586
Кра ул.Жукова 21	дерев	до 1999	1	2	131	0,0268	8	28,086
Кра ул.Жукова 22	дерев	до 1999	1	2	133,1	0,0268	8	28,537
Кра ул.Жукова 23	дерев	до 1999	1	2	131	0,0268	8	28,086
Кра ул.Жукова 25	дерев	до 1999	1	2	130,1	0,0268	8	27,893
Кра ул.Жукова 27	дерев	до 1999	1	2	124,9	0,0268	8	26,779
Кра ул.Заводская 1а	кирпич	до 1999	3	25	1302,3	0,0227	8	236,498
Кра ул.Заводская 2	дерев	до 1999	2	16	916,2	0,0232	8	170,047
Кра ул.Заводская 3	дерев	до 1999	1	2	113,3	0,0268	8	24,292
Кра ул.Заводская 4	кирпич	до 1999	1	1	98,8	0,0333	8	26,320
Кра ул.Заводская 4а	кирпич	до 1999	2	1	150,8	0,0228	8	27,506
Кра ул.Заводская 7	дерев	до 1999	1	2	80	0,0268	8	17,152
Кра ул.Заводская 8	дерев	до 1999	1	2	94,2	0,0268	8	20,196
Кра ул.Заводская 9	дерев	до 1999	1	2	92,2	0,0268	8	19,768
Кра ул.Заводская 10	дерев	до 1999	1	2	88,5	0,0268	8	18,974
Кра ул.Заводская 11	кирпич	после 1999	3	43	1706,38	0,0155	8	211,591
Кра ул.Заводская 11а	кирпич	после 1999	3	63	1435,42	0,0155	8	177,992
Кра ул.Заводская 12	дерев	до 1999	2	12	685,3	0,0232	8	127,192
Кра ул.Заводская 12а	дерев	до 1999	1	1	62,3	0,0333	8	16,597
Кра ул.Заводская 14	кирпич	до 1999	2	22	899,4	0,0228	8	164,051
Кра ул.Заводская 16	кирпич	до 1999	2	16	595,3	0,0228	8	108,583
Кра ул.Заводская 18	кирпич	до 1999	2	16	827	0,0228	8	150,845
Кра ул.8 Марта 3а	дерев	до 1999	1	1	43,5	0,0268	8	9,326
Кра ул.Яборова 1	дерев	до 1999	1	2	83	0,0268	8	17,795
Кра ул.Яборова 3	дерев	до 1999	1	2	85,9	0,0268	8	18,417
Кра ул.Яборова 4	дерев	до 1999	1	2	150,2	0,0268	8	32,203
Кра ул.Яборова 6	дерев	до 1999	1	2	117	0,0268	8	25,085
Кра ул.Яборова 10	дерев	до 1999	1	2	92,27	0,0268	8	19,783
Кра ул.Яборова 11	дерев	до 1999	1	2	89,07	0,0268	8	19,097
Кра ул.Яборова 12	дерев	до 1999	1	2	92,2	0,0268	8	19,768
Кра ул.Яборова 14	дерев	до 1999	1	2	93,7	0,0268	8	20,089
Кра ул.Яборова 15	дерев	до 1999	1	2	88,8	0,0268	8	19,039
Кра ул.Яборова 16	дерев	до 1999	1	2	91,9	0,0268	8	19,703
Кра ул.Яборова 17	дерев	до 1999	1	2	89,5	0,0268	8	19,189
Кра ул.Яборова 18	дерев	до 1999	1	2	89,7	0,0268	8	19,232
Кра ул.Яборова 19	дерев	до 1999	1	2	102,9	0,0268	8	22,062
Кра ул.Яборова 20	дерев	до 1999	1	2	91,1	0,0268	8	19,532
Кра ул.Яборова 21	дерев	до 1999	2	8	376	0,0232	8	69,786
Кра ул.Яборова 21а	кирпич	до 1999	2	8	358,5	0,0228	8	65,390
Кра ул.Яборова 22	кирпич	до 1999	1	2	90,2	0,0333	8	24,029
Кра ул.Яборова 23	дерев	до 1999	2	8	337,8	0,0232	8	62,696
Кра ул.Яборова 24	кирпич	до 1999	1	2	127,2	0,0333	8	33,886
Кра ул.Яборова 25	дерев	до 1999	2	10	334,8	0,0232	8	62,139
Кра ул.Яборова 26	кирпич	до 1999	1	2	105,4	0,0333	8	28,079
Кра ул.Яборова 27	дерев	до 1999	2	7	297,2	0,0232	8	55,160
Кра ул.Яборова 28	кирпич	до 1999	1	2	114,8	0,0333	8	30,583
Кра ул.Яборова 30	кирпич	до 1999	1	2	113,2	0,0333	8	30,156
Кра ул.Яборова 32	кирпич	до 1999	1	2	122,4	0,0333	8	32,607
Кра ул.Яборова 34	кирпич	до 1999	1	2	120,6	0,0333	8	32,128
Кра ул.Яборова 36	кирпич	до 1999	1	2	122,7	0,0333	8	32,687
Кра ул.Яборова 38	кирпич	до 1999	1	2	121,8	0,0333	8	32,448
Кра ул.Нефтяников 4	дерев	до 1999	2	8	325,6	0,0232	8	60,431
Кра ул.Нефтяников 6	дерев	до 1999	2	8	329,1	0,0232	8	61,081
Кра ул.Нефтяников 8	дерев	до 1999	2	8	333,3	0,0232	8	61,860
Кра ул.Нефтяников 10	дерев	до 1999	2	8	334,81	0,0232	8	62,141
Кра ул.Нефтяников 12	дерев	до 1999	2	8	325,8	0,0232	8	60,468
Кра ул.Нефтяников 14	дерев	до 1999	2	8	330,4	0,0232	8	61,322
Кра ул.Нефтяников 16	дерев	до 1999	2	9	333	0,0232	8	61,805
Кра ул.Нефтяников 18	дерев	до 1999	2	8	330,8	0,0232	8	61,396
Кра ул.Нефтяников 20	дерев	до 1999	2	8	328,9	0,0232	8	61,044
Кра ул.Нефтяников 22	дерев	до 1999	2	8	332,7	0,0232	8	61,749
Кра ул.Нефтяников 24	дерев	до 1999	2	8	338,8	0,0232	8	62,881
Кра ул.Нефтяников 26а-1	дерев	до 1999	2	4	282,7	0,0232	8	52,469
Кра ул.Нефтяников 26а-2	дерев	до 1999	2	4	254,4	0,0232	8	47,217
Кра ул.Нефтяников 26а-3	дерев	до 1999	2	2	127,2	0,0232	8	23,608
Кра ул.1 Мая 17	дерев	до 1999	1	1	45,2	0,0268	8	9,691
Кра ул.1 Мая 17а	дерев	до 1999	1	1	72,3	0,0268	8	15,501
Кра ул.1 Мая 19	дерев	до 1999	1	2	88,5	0,0268	8	18,974
Кра ул.1 Мая 19а	дерев	до 1999	1	2	86,1	0,0268	8	18,460
Кра ул.1 Мая 20	дерев	до 1999	1	2	121,2	0,0268	8	25,985
Кра ул.1 Мая 22	дерев	до 1999	1	2	94,3	0,0268	8	20,218
Кра ул.1 Мая 23	дерев	до 1999	1	1	26,2	0,0268	8	5,617
Кра ул.1 Мая 34	дерев	до 1999	1	1	23,9	0,0268	8	5,124

Кра ул.1 Мая 36	дерев	до 1999	1	2	90,8	0,0268	8	19,468
Кра ул.Дружбы 1а	дерев	до 1999	1	1	75,5	0,0268	8	16,187
Кра ул.Дружбы 5	дерев	до 1999	1	1	26,2	0,0268	8	5,617
Кра ул.Дружбы 7	дерев	до 1999	1	2	104,8	0,0268	8	22,469
Кра ул.Мира 5	дерев	до 1999	2	8	322,2	0,0232	8	59,800
Кра ул.Мира 7	дерев	до 1999	2	8	311,5	0,0232	8	57,814
Кра ул.Мира 9	дерев	до 1999	2	8	327,3	0,0232	8	60,747
Кра ул.Мира 11	дерев	до 1999	2	8	324,5	0,0232	8	60,227
Кра ул.Мира 13	дерев	до 1999	2	8	329,3	0,0232	8	61,118
Кра ул.Мира 16	дерев	до 1999	2	8	336	0,0232	8	62,362
Кра ул.Мира 17	дерев	до 1999	2	11	441,4	0,0232	8	81,924
Кра ул.Мира 18	дерев	до 1999	2	8	333,7	0,0232	8	61,935
Кра ул.Мира 19	дерев	до 1999	2	11	332,8	0,0232	8	61,768
Кра ул.Мира 20	дерев	до 1999	2	12	491,9	0,0232	8	91,297
Кра ул.Мира 22	дерев	до 1999	2	8	332,2	0,0232	8	61,656
Кра ул.Мира 24	дерев	до 1999	2	8	340,84	0,0232	8	63,260
Итого по котельной 2				659				5621,766
Котельная №3								
Кра ул.Победы 6	кирпич	до 1999	3	24	1103,5	0,0227	8	200,396
Кра ул.Победы 8	кирпич	до 1999	3	21	1283,9	0,0227	8	233,156
Кра ул.Северная 20а	кирпич	до 1999	1	2	133,3	0,0333	8	35,511
Кра ул.Куйбышева 2	кирпич	до 1999	2	22	899,7	0,0228	8	164,105
Кра ул.Куйбышева 3	кирпич	до 1999	2	16	724,3	0,0228	8	132,112
Кра ул.Куйбышева 4	кирпич	до 1999	2	22	909,2	0,0228	8	165,838
Кра ул.Куйбышева 6	кирпич	до 1999	2	22	883,3	0,0228	8	161,114
Кра ул.Куйбышева 6а	кирпич	до 1999	2	22	910,7	0,0228	8	166,112
Кра ул.Куйбышева 8	кирпич	до 1999	2	22	891	0,0228	8	162,518
Кра ул.Комсомольская 45	кирпич	до 1999	1	1	44	0,0333	8	11,722
Кра ул.Комсомольская 47	кирпич	до 1999	1	2	140,6	0,0333	8	37,456
Кра ул.Матросова 1а	дерев	до 1999	1	1	52,4	0,0268	8	11,235
Кра ул.Матросова 27	дерев	до 1999	1	1	67,8	0,0268	8	14,536
Кра ул.Матросова 29	дерев	до 1999	1	3	86,2	0,0268	8	18,481
Кра ул.Матросова 32	дерев	до 1999	1	2	88,8	0,0268	8	19,039
Кра ул.Матросова 33	дерев	до 1999	1	2	143,1	0,0268	8	30,681
Кра ул.Матросова 34	дерев	до 1999	1	2	96,5	0,0268	8	20,690
Кра ул.Матросова 35	дерев	до 1999	1	3	217,2	0,0268	8	46,568
Кра ул.Матросова 36	дерев	до 1999	1	1	54,8	0,0268	8	11,749
Кра ул.Матросова 39а	дерев	до 1999	1	3	126,1	0,0268	8	27,036
Кра ул.Чкалова 30а	кирпич	до 1999	1	2	144,1	0,0333	8	38,388
Кра ул.Чкалова 32	кирпич	до 1999	1	2	138,9	0,0333	8	37,003
Кра ул.Чкалова 32а	кирпич	до 1999	1	2	154,1	0,0333	8	41,052
Кра ул.Берзина 1	дерев	до 1999	2	16	618,2	0,0232	8	114,738
Кра ул.Берзина 3	кирпич	до 1999	3	23	951,7	0,0227	8	172,829
Кра ул.Берзина 5	кирпич	до 1999	3	24	943,6	0,0227	8	171,358
Кра ул.Новая 2	кирпич	после 1999	1	1	199,6	0,0181	8	28,902
Итого по котельной 3				264				2274,324
Котельная №5								
Кра ул.Лоскутова 3	кирпич	до 1999	5	72	3176,78	0,0267	8	678,560
Кра ул.Лоскутова 5	кирпич	до 1999	5	135	6379,9	0,0267	8	1362,747
Кра ул.Лоскутова 7	панель	до 1999	5	90	3894,4	0,0252	8	785,111
Кра ул.Дзержинского 12	дерев	до 1999	2	10	379,7	0,0232	8	70,472
Кра ул.Дзержинского 14	дерев	до 1999	2	7	361,7	0,0232	8	67,132
Кра ул.Дзержинского 16	дерев	до 1999	2	9	462,9	0,0232	8	85,914
Кра ул.Дзержинского 18	дерев	до 1999	2	8	366,2	0,0232	8	67,967
Кра ул.Дзержинского 20	дерев	до 1999	2	11	471,1	0,0232	8	87,436
Кра ул.Дзержинского 24	панель	до 1999	5	92	3908,3	0,0252	8	787,913
Кра ул.Дзержинского 25	кирпич	до 1999	2	12	455,3	0,0232	8	84,504
Кра ул.Дзержинского 27	дерев	до 1999	1	3	125,8	0,0268	8	26,972
Кра ул.Дзержинского 29	кирпич	после 1999	1	1	90	0,0181	8	13,032
Кра ул.Дзержинского 29а	кирпич	после 1999	1	1	100,8	0,0181	8	14,596
Кра ул.Дзержинского 30	дерев	после 1999	2	4	292,8	0,0232	8	54,344
Кра ул.Дзержинского 31а	кирпич	после 1999	1	2	117,7	0,0181	8	17,043
Кра ул.Дзержинского 31б	кирпич	после 1999	1	1	51,2	0,0181	8	7,414
Кра ул.Дзержинского 34	кирпич	после 1999	1	1	217,6	0,0181	8	31,508
Кра ул.Дзержинского 39	кирпич	до 1999	1	1	48,7	0,0333	8	12,974
Кра ул.Дзержинского 41	кирпич	до 1999	1	1	41,4	0,0333	8	11,029
Кра ул.Дзержинского 43	дерев	до 1999	1	1	70,2	0,0268	8	15,051
Кра ул.Победы 1	кирпич	до 1999	5	59	2745,8	0,0267	8	586,503
Кра ул.Победы 2	кирпич	до 1999	5	59	2740,4	0,0267	8	585,349
Кра ул.Коммунистическая 4	кирпич	после 1999	3	18	1304,9	0,0155	8	161,808
Кра ул.Коммунистическая 9	дерев	до 1999	2	12	475,4	0,0232	8	88,234
Кра ул.Коммунистическая 29	дерев	до 1999	1	3	133,6	0,0268	8	28,644
Кра ул.Коммунистическая 30	дерев	до 1999	1	1	50,8	0,0268	8	10,892

Кра ул.Коммунистическая 31	дерев	до 1999	1	2	130,3	0,0268	8	27,936
Кра ул.Коммунистическая 32	дерев	до 1999	1	2	146,5	0,0268	8	31,410
Кра ул.Комсомольская 6а	кирпич	до 1999	1	2	218,9	0,0333	8	58,315
Кра ул.Комсомольская 6б	кирпич	до 1999	1	1	62,2	0,0333	8	16,570
Кра ул.Чкалова 1а	кирпич	до 1999	1	2	129,1	0,0333	8	34,392
Кра ул.Чкалова 1б	кирпич	до 1999	1	1	68,6	0,0333	8	18,275
Кра ул.Чкалова 2а	кирпич	до 1999	1	2	129,1	0,0333	8	34,392
Итого по котельной 5				626				5964,438
				Котельная №6				
Кра ул.Соликамское шоссе 26	дерев	до 1999	2	3	262,9	0,0232	8	48,794
Кра ул.Соликамское шоссе 28	дерев	до 1999	1	2	97,2	0,0268	8	20,840
Кра ул.Соликамское шоссе 28а	дерев	до 1999	1	1	55,6	0,0268	8	11,921
Кра ул.Соликамское шоссе 30	дерев	до 1999	1	2	132,3	0,0268	8	28,365
Кра ул.Соликамское шоссе 32	дерев	до 1999	1	2	108,6	0,0268	8	23,284
Кра ул.Соликамское шоссе 33	дерев	до 1999	1	1	55,4	0,0268	8	11,878
Кра ул.Соликамское шоссе 34	дерев	до 1999	1	2	131,9	0,0268	8	28,279
Кра ул.Соликамское шоссе 35	дерев	до 1999	1	2	130,7	0,0268	8	28,022
Кра ул.Соликамское шоссе 36	дерев	до 1999	1	2	130	0,0268	8	27,872
Кра ул.Соликамское шоссе 37	дерев	до 1999	1	1	71,1	0,0268	8	15,244
Кра ул.Соликамское шоссе 39	дерев	до 1999	1	2	110,5	0,0268	8	23,691
Кра ул.Соликамское шоссе 41	дерев	до 1999	1	2	133,4	0,0268	8	28,601
Кра ул.Соликамское шоссе 43	дерев	до 1999	1	2	127,1	0,0268	8	27,250
Кра ул.Соликамское шоссе 45	дерев	до 1999	1	2	115,6	0,0268	8	24,785
Кра ул.Соликамское шоссе 47	дерев	до 1999	1	2	131,7	0,0268	8	28,236
Кра ул.Соликамское шоссе 49	дерев	до 1999	1	2	92,1	0,0268	8	19,746
Кра ул.Соликамское шоссе 51	дерев	до 1999	1	2	123,1	0,0268	8	26,393
Итого по котельной 6				32				423,201
				Котельная №7				
Кра ул.Советская 7	кирпич	до 1999	3	36	1812,6	0,0227	8	329,168
Кра ул.Советская 8	кирпич	до 1999	3	35	2028,8	0,0227	8	368,430
Кра ул.Советская 14	кирпич	до 1999	3	37	1807,13	0,0227	8	328,175
Кра ул.Советская 16	кирпич	до 1999	3	36	1774,2	0,0227	8	322,195
Кра ул.Советская 17	панель	до 1999	5	60	2597,9	0,0252	8	523,737
Кра ул.Советская 18	кирпич	до 1999	3	36	1811,3	0,0227	8	328,932
Кра ул.Советская 19	панель	до 1999	5	61	2594	0,0252	8	522,950
Кра ул.Советская 20	кирпич	до 1999	3	34	1752,69	0,0227	8	318,289
Кра ул.Советская 21	кирпич	до 1999	5	106	4877,5	0,0267	8	1041,834
Кра ул.Спортивная 21	дерев	до 1999	2	8	344,5	0,0232	8	63,939
Кра ул.Спортивная 26	кирпич	до 1999	3	24	1077,6	0,0227	8	195,692
Кра ул.Спортивная 28	кирпич	до 1999	3	24	1065,8	0,0227	8	193,549
Кра ул.Победы 10	кирпич	до 1999	3	35	1759,7	0,0227	8	319,562
Кра ул.Победы 12	панель	до 1999	5	73	3886,4	0,0252	8	783,498
Кра ул.Куйбышева 10а	кирпич	после 1999	3	9	431,5	0,0155	8	53,506
Кра ул.Куйбышева 12	кирпич	до 1999	2	22	884,9	0,0228	8	161,406
Кра ул.Куйбышева 14	кирпич	до 1999	2	22	904,8	0,0228	8	165,036
Кра ул.Куйбышева 16	блоки	до 1999	5	123	5167,6	0,0252	8	1041,788
Кра ул.Берзина 2	кирпич	до 1999	3	35	1528,1	0,0227	8	277,503
Кра ул.Берзина 4	кирпич	до 1999	3	36	1522,9	0,0227	8	276,559
Кра ул.Берзина 6	кирпич	до 1999	3	35	1459,9	0,0227	8	265,118
Кра ул.Берзина 7	кирпич	до 1999	2	22	878,1	0,0228	8	160,165
Кра ул.Школьная 1	кирпич	до 1999	3	39	1596,3	0,0227	8	289,888
Кра ул.Школьная 2	кирпич	до 1999	3	24	1107,3	0,0227	8	201,086
Кра ул.Школьная 3	кирпич	до 1999	3	26	1092,8	0,0227	8	198,452
Кра ул.Школьная 4	кирпич	до 1999	3	24	1083,4	0,0227	8	196,745
Итого по котельной 7				**1022**				**8927,202**
				Котельная №11				
Кра ул.Лоскутова 1	кирпич	до 1999	5	71	3180,45	0,0267	8	679,344
Кра ул.Лоскутова 2	кирпич	до 1999	5	73	3156,1	0,0267	8	674,143
Кра ул.Лоскутова 4	кирпич	до 1999	5	51	1428,2	0,0267	8	305,064
Кра ул.Дзержинского 1	дерев	до 1999	2	4	214,95	0,0232	8	39,895
Кра ул.Дзержинского 3	дерев	до 1999	2	8	459,49	0,0232	8	85,281
Кра ул.К.Маркса 1	дерев	до 1999	2	16	523,5	0,0232	8	97,162
Кра ул.К.Маркса 3	дерев	до 1999	2	16	517,2	0,0232	8	95,992
Кра ул.К.Маркса 4	дерев	до 1999	2	8	319,6	0,0232	8	59,318
Кра ул.К.Маркса 5	дерев	до 1999	2	8	493,3	0,0232	8	91,556
Кра ул.К.Маркса 6	дерев	до 1999	2	8	316	0,0232	8	58,650
Кра ул.К.Маркса 7	дерев	до 1999	2	9	330,4	0,0232	8	61,322
Кра ул.К.Маркса 8	дерев	до 1999	2	7	285,2	0,0232	8	52,933
Кра ул.К.Маркса 9	дерев	до 1999	2	8	333,4	0,0232	8	61,879
Кра ул.К.Маркса 10	дерев	до 1999	2	8	327,7	0,0232	8	60,821
Кра ул.К.Маркса 11	дерев	до 1999	2	8	326,7	0,0232	8	60,636
Кра ул.К.Маркса 12	дерев	до 1999	2	8	322,1	0,0232	8	59,782
Кра ул.К.Маркса 13	дерев	до 1999	2	8	483,4	0,0232	8	89,719

Кра ул.К.Маркса 14	дерев	до 1999	2	7	283,1	0,0232	8	52,543
Кра ул.К.Маркса 15	дерев	до 1999	2	8	317,6	0,0232	8	58,947
Кра ул.К.Маркса 18	дерев	до 1999	2	8	321,7	0,0232	8	59,708
Кра ул.К.Маркса 20	дерев	до 1999	2	8	315,1	0,0232	8	58,483
Кра ул.К.Маркса 22	дерев	до 1999	2	8	329,9	0,0232	8	61,229
Кра ул.К.Маркса 24	дерев	до 1999	2	8	329,9	0,0232	8	61,229
Кра ул.К.Маркса 25	дерев	до 1999	2	9	469	0,0232	8	87,046
Кра ул.К.Маркса 26	дерев	до 1999	2	8	332,6	0,0232	8	61,731
Кра ул.К.Маркса 28	кирпич	после 1999	3	12	888,7	0,0155	8	110,199
Кра ул.К.Маркса 30	дерев	до 1999	2	8	337,8	0,0232	8	62,696
Кра ул.К.Маркса 30а	дерев	до 1999	2	8	340,9	0,0232	8	63,271
Кра ул.К.Маркса 32	дерев	до 1999	2	13	446,7	0,0232	8	82,908
Кра ул.К.Маркса 34	дерев	до 1999	2	8	475,9	0,0232	8	88,327
Кра ул.К.Маркса 35	дерев	до 1999	1	2	174,5	0,0333	8	46,487
Кра ул.К.Маркса 36	дерев	до 1999	2	4	209,7	0,0232	8	38,920
Кра ул.К.Маркса 38	дерев	до 1999	2	1	71,4	0,0232	8	13,252
Кра ул.К.Маркса 40	дерев	до 1999	2	7	413,1	0,0232	8	76,671
Кра ул.Гагарина 13	кирпич	до 1999	2	1	185,4	0,0163	8	24,176
Кра ул.Гагарина 15а	кирпич	после 1999	1	1	99	0,0181	8	14,335
Кра ул.Гагарина 16	кирпич	после 1999	3	24	1106,5	0,0155	8	137,206
Кра ул.Гагарина 16а	кирпич	после 1999	3	20	905	0,0155	8	112,220
Кра ул.Гагарина 18	кирпич	после 1999	3	22	1102,1	0,0155	8	136,660
Кра ул.Гагарина 26	дерев	до 1999	2	8	398,1	0,0232	8	73,887
Кра ул.Гагарина 28	дерев	до 1999	2	8	401,2	0,0232	8	74,463
Кра ул.Гагарина 29	дерев	до 1999	2	12	635,6	0,0232	8	117,967
Кра ул.Гагарина 30	дерев	до 1999	2	8	404,6	0,0232	8	75,094
Кра ул.Гагарина 31	дерев	до 1999	2	13	682,1	0,0232	8	126,598
Кра ул.Гагарина 33	дерев	до 1999	2	13	479,1	0,0232	8	88,921
Кра ул.Гагарина 35	дерев	до 1999	2	12	496,1	0,0232	8	92,076
Кра ул.Гагарина 36	дерев	до 1999	2	12	421,8	0,0232	8	78,286
Кра ул.Гагарина 36а	дерев	до 1999	1	2	128,8	0,0268	8	27,615
Кра ул.Гагарина 46б	кирпич	до 1999	1	1	30	0,0333	8	7,992
Кра ул.Гагарина 48	дерев	до 1999	2	10	478,8	0,0232	8	88,865
Кра ул.Гагарина 48а	дерев	до 1999	2	8	387,7	0,0232	8	71,957
Кра ул.Гагарина 50	дерев	до 1999	2	8	328	0,0232	8	60,877
Кра ул.Гагарина 50а	дерев	до 1999	2	8	353,4	0,0232	8	65,591
Кра ул.Гагарина 52	дерев	до 1999	2	8	324,1	0,0232	8	60,153
Кра ул.Гагарина 58	дерев	до 1999	2	37	613,3	0,0232	8	113,828
Кра ул.Гагарина 60	дерев	до 1999	2	12	474	0,0232	8	87,974
Кра ул.Гагарина 62	дерев	до 1999	2	8	472,8	0,0232	8	87,752
Кра ул.Гагарина 70	дерев	до 1999	2	8	241,4	0,0232	8	44,804
Кра ул.Гагарина 71	кирпич	после 1999	5	59	2870,8	0,0134	8	307,750
Кра ул.Гагарина 72	дерев	до 1999	2	11	424	0,0232	8	78,694
Кра ул.Гагарина 74	дерев	до 1999	2	8	491,08	0,0232	8	91,144
Кра ул.Гагарина 76	дерев	до 1999	2	12	483,2	0,0232	8	89,682
Кра ул.Гагарина 89	дерев	до 1999	1	2	165,5	0,0268	8	35,483
Кра ул.Гагарина 91	дерев	до 1999	1	3	129,2	0,0268	8	27,700
Кра ул.Гагарина 92	дерев	до 1999	1	1	91,1	0,0268	8	19,532
Кра ул.Маяковского 28	кирпич	до 1999	1	1	72,9	0,0333	8	19,421
Кра ул.Маяковского 29	кирпич	до 1999	1	1	77,4	0,0333	8	20,619
Кра ул.Маяковского 30	кирпич	до 1999	1	1	87,2	0,0333	8	23,230
Кра ул.Маяковского 31	кирпич	до 1999	1	1	81,9	0,0333	8	21,818
Кра ул.Маяковского 32	кирпич	до 1999	1	2	179,4	0,0333	8	47,792
Кра ул.Маяковского 38	кирпич	до 1999	1	2	135,9	0,0333	8	36,204
Кра ул.Островского 23	кирпич	до 1999	3	24	1281,1	0,0227	8	232,648
Кра ул.Островского 23а	кирпич	после 1999	3	56	2086,5	0,0155	8	258,726
Кра ул.Островского 24	кирпич	до 1999	1	2	150	0,0227	8	27,240
Кра ул.Островского 25	кирпич	до 1999	2	12	690,1	0,0228	8	125,874
Кра ул.Островского 27	кирпич	до 1999	2	12	704	0,0228	8	128,410
Кра ул.Островского 28	кирпич	до 1999	1	2	149,2	0,0333	8	39,747
Кра ул.Островского 31	кирпич	до 1999	1	2	167,6	0,0333	8	44,649
Кра ул.Островского 32	кирпич	до 1999	2	16	484	0,0228	8	88,282
Кра ул.Островского 36	кирпич	до 1999	1	2	225,7	0,0333	8	60,126
Кра ул.Островского 40	кирпич	до 1999	1	2	166,4	0,0333	8	44,329
Кра ул.Береговая 5	дерев	до 1999	2	8	327,4	0,0232	8	60,765
Кра ул.Береговая 7	дерев	до 1999	2	8	328,3	0,0232	8	60,932
Кра ул.Строителей 1	кирпич	до 1999	2	8	370,4	0,0228	8	67,561
Кра ул.Строителей 2	дерев	до 1999	2	8	331,6	0,0232	8	61,545
Кра ул.Строителей 2а	дерев	до 1999	2	8	334,3	0,0232	8	62,046
Кра ул.Строителей 2б	кирпич	до 1999	2	8	415,9	0,0228	8	75,860
Кра ул.Строителей 2в	кирпич	после 1999	1	1	157,6	0,0163	8	20,551
Кра ул.Строителей 3	дерев	до 1999	2	7	291,8	0,0232	8	54,158
Кра ул.Строителей 4	дерев	до 1999	2	8	242,8	0,0232	8	45,064

Кра ул.Строителей 5	дерев	до 1999	2	8	291,3	0,0232	8	54,065
Кра ул.Строителей 6	дерев	до 1999	2	8	332,2	0,0232	8	61,656
Кра ул.Строителей 7	дерев	до 1999	2	8	331	0,0232	8	61,434
Кра ул.Строителей 8	дерев	до 1999	2	8	336,75	0,0232	8	62,501
Кра ул.Строителей 9	дерев	до 1999	2	8	333,3	0,0232	8	61,860
Кра ул.Строителей 10	дерев	до 1999	2	8	331,5	0,0232	8	61,526
Кра ул.Строителей 11	дерев	до 1999	2	8	329,3	0,0232	8	61,118
Кра ул.Строителей 12	дерев	до 1999	2	8	329,1	0,0232	8	61,081
Кра ул.Строителей 13	дерев	до 1999	2	7	293,4	0,0232	8	54,455
Кра ул.Строителей 14	дерев	до 1999	2	7	292,3	0,0232	8	54,251
Кра ул.Строителей 15	дерев	до 1999	2	6	254,7	0,0232	8	47,272
Кра ул.Строителей 16	дерев	до 1999	2	8	336	0,0232	8	62,362
Кра ул.Строителей 17а	дерев	до 1999	1	2	122,9	0,0268	8	26,350
Кра ул.Строителей 18	дерев	до 1999	2	8	491,4	0,0232	8	91,204
Кра ул.Толстого 12	дерев	до 1999	2	1	87	0,0232	8	16,147
Кра ул.Толстого 12а	дерев	до 1999	2	1	75,1	0,0232	8	13,939
Кра ул.Толстого 15	дерев	до 1999	2	9	412,3	0,0232	8	76,523
Кра ул.Толстого 19	дерев	до 1999	2	7	346,9	0,0232	8	64,385
Кра ул.Толстого 21	дерев	до 1999	2	7	354,7	0,0232	8	65,832
Кра ул.Толстого 26	дерев	до 1999	2	8	476,6	0,0232	8	88,457
Кра ул.Толстого 27	дерев	до 1999	2	8	386,7	0,0232	8	71,772
Кра ул.Толстого 29	дерев	до 1999	2	5	257,1	0,0232	8	47,718
Кра ул.Толстого 30	дерев	до 1999	2	8	440,3	0,0232	8	81,720
Кра ул.Толстого 31	дерев	до 1999	2	7	341,4	0,0232	8	63,364
Кра ул.Толстого 32	дерев	до 1999	2	8	497,7	0,0232	8	92,373
Кра ул.Толстого 33	дерев	до 1999	2	7	341,6	0,0232	8	63,401
Кра ул.Толстого 34	кирпич	до 1999	2	12	692,1	0,0228	8	126,239
Кра ул.Толстого 35	дерев	до 1999	2	7	346,3	0,0232	8	64,273
Кра ул.Толстого 36	кирпич	до 1999	2	12	707	0,0228	8	128,957
Кра ул.Толстого 37	дерев	до 1999	2	7	344,6	0,0232	8	63,958
Кра ул.Толстого 38	кирпич	до 1999	2	16	845,7	0,0228	8	154,256
Кра ул.Толстого 38а	кирпич	до 1999	1	2	165	0,0333	8	43,956
Кра ул.Толстого 39	дерев	до 1999	2	8	384,1	0,0232	8	71,289
Кра ул.Толстого 40	дерев	до 1999	2	8	397,2	0,0232	8	73,720
Кра ул.Толстого 41	дерев	до 1999	2	8	404,5	0,0232	8	75,075
Кра ул.Толстого 42	дерев	до 1999	2	10	384,83	0,0232	8	71,424
Кра ул.Толстого 44	дерев	до 1999	2	7	297	0,0232	8	55,123
Кра ул.Толстого 46	дерев	до 1999	2	8	239,6	0,0232	8	44,470
Кра ул.Толстого 48	кирпич	до 1999	2	8	384,9	0,0228	8	70,206
Кра ул.Толстого 50	дерев	до 1999	2	38	812,51	0,0232	8	150,802
Кра ул.Толстого 54	дерев	до 1999	2	7	297	0,0232	8	55,123
Кра ул.Красноармейская 1	дерев	до 1999	2	4	256,4	0,0232	8	47,588
Кра ул.Красноармейская 2	дерев	до 1999	2	8	479,9	0,0232	8	89,069
Кра ул.Красноармейская 3	дерев	до 1999	2	3	196,3	0,0232	8	36,433
Кра ул.Красноармейская 4	дерев	до 1999	2	7	409,5	0,0232	8	76,003
Кра ул.Красноармейская 5	дерев	до 1999	2	3	182,3	0,0232	8	33,835
Кра ул.Красноармейская 6	дерев	до 1999	2	4	244,6	0,0232	8	45,398
Кра ул.Красноармейская 6а	дерев	до 1999	2	8	487,8	0,0232	8	90,536
Кра ул.Вишерская 1	дерев	до 1999	2	4	245,4	0,0232	8	45,546
Кра ул.Вишерская 2	дерев	до 1999	2	4	244	0,0232	8	45,286
Кра ул.Вишерская 3	дерев	до 1999	2	4	245,3	0,0232	8	45,528
Кра ул.Вишерская 4	дерев	до 1999	2	4	248,2	0,0232	8	46,066
Кра ул.Вишерская 5	дерев	до 1999	2	4	247	0,0232	8	45,843
Кра ул.Вишерская 6	дерев	до 1999	2	6	299,2	0,0232	8	55,532
Кра ул.Вишерская 7	дерев	до 1999	2	6	302	0,0232	8	56,051
Кра ул.Вишерская 8	дерев	до 1999	2	5	252,7	0,0232	8	46,901
Кра ул.Свердлова 4	кирпич	до 1999	1	2	177,1	0,0333	8	47,179
Кра ул.Свердлова 6	кирпич	до 1999	1	2	165,6	0,0333	8	44,116
Кра ул.Свердлова 7	кирпич	до 1999	1	3	137,2	0,0333	8	36,550
Кра ул.Свердлова 9	кирпич	до 1999	1	5	213	0,0333	8	56,743
Кра ул.Свердлова 10	кирпич	до 1999	1	1	69,5	0,0333	8	18,515
Итого по котельной 11				1431				*11 788,379*
Итого ж/фонд				2791				*22 897,413*

Таблица исходных данных по характеристике участков тепловых сетей от кот№11 на балансе ЭСО **Приложение 4**

Таблица 6.2.1

Наименование участка (назначение)	Кол-во тепловых камер, шт	Наружный диаметр подающего трубопровода на участке, Dнар, мм	Протяженность подающего трубопровода на участке, L, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год проектирования участка трубопровода	Эксплуатационный график работы	Число часов работы участка в году, ч	Поправочный коэффициент к нормам тепловых потерь, К	Среднегодовые часовые тепловые потери, ккал/ч
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вид теплоносителя:		**Теплоноситель - вода (м куб.).**								
Наименование системы теплоснабжения:		**Система теплоснабжения "Сети теплоснабжения от кот №11"**								
от ТК 1-5 до ул.Строителей,5,7 (Подающий, Отопление)	1	32,00	52,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	527,19
от ТК 1-5 до ул.Строителей,5,7 (Обратный, Отопление)	0	32,00	52,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	371,85
от ТК 1-8 до ул.Строителей,13,15 (Подающий, Отопление)	1	32,00	52,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	527,19
от ТК 1-8 до ул.Строителей,13,15 (Обратный, Отопление)	0	32,00	52,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	371,85
от ТК 2-3 до ул.Толстого,41,50 (Подающий, Отопление)	1	32,00	50,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1989	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1370,32
от ТК 2-3 до ул.Толстого,41,50 (Обратный, Отопление)	0	32,00	50,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1989	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1145,74
ул.Вишерская,1;2;3;4;5 (Подающий, Отопление)	1	32,00	100,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1013,82
ул.Вишерская,1;2;3;4;5 (Обратный, Отопление)	0	32,00	100,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	715,09
от ТК 6-5а до ул.Дзержинского,1 (Подающий, Отопление)	1	32,00	21,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1985	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	575,53
от ТК 6-5а до ул.Дзержинского,1 (Обратный, Отопление)	0	32,00	21,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1985	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	481,21
от ТК 23 до ул.Береговая,3;5 (Подающий, Отопление)	1	32,00	112,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1990	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1684,35
от ТК 23 до ул.Береговая,3;5 (Обратный, Отопление)	0	32,00	112,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1990	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1136,67
от ТК 4 до м-н"Мельница" (Подающий, Отопление)	1	32,00	120,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2013	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1216,59
от ТК 4 до м-н"Мельница" (Обратный, Отопление)	0	32,00	120,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2013	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	858,11
от ТК 1-2 до ул.Толстого,37,39,44 (Подающий, Отопление)	1	32,00	75,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1987	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2055,48
от ТК 1-2 до ул.Толстого,37,39,44 (Обратный, Отопление)	0	32,00	75,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1987	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1718,61
ул.Красноармейская,2;3;4 (Подающий, Отопление)	1	32,00	92,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	937,79
ул.Красноармейская,2;3;4 (Обратный, Отопление)	0	32,00	92,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	661,46
от ТК 4 до ТК 4-3 (Подающий, Отопление)	1	38,00	92,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2002	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1353,08
от ТК 4 до ТК 4-3 (Обратный, Отопление)	0	38,00	92,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2002	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	938,77
от ТК 5-9 до ул.К.Маркса,7 (Подающий, Отопление)	1	38,00	65,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1015,15
от ТК 5-9 до ул.К.Маркса,7 (Обратный, Отопление)	0	38,00	65,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	852,89
от ТК 1-10 до м-н №5 (Подающий, Отопление)	1	57,00	35,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1981	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1195,44
от ТК 1-10 до м-н №5 (Обратный, Отопление)	0	57,00	35,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1981	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1004,42
от ТК 1-11 до ул.Гагарина,36,36а,38 (Подающий, Отопление)	1	57,00	90,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2014	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1310,70

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10
от ТК 1-11 до ул.Гагарина,36,36а,38 (Обратный, Отопление)	0	57,00	90,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2014	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	900,72
от ТК 1-2 до ул.Толстого,48 (Подающий, Отопление)	1	57,00	90,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1987	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3074,00
от ТК 1-2 до ул.Толстого,48 (Обратный, Отопление)	0	57,00	90,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1987	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2582,79
от ТК 2-3 до ДРСУ (Подающий, Отопление)	1	57,00	90,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1982	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3074,00
от ТК 2-3 до ДРСУ (Обратный, Отопление)	0	57,00	90,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1982	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2582,79
от ТК 11-1 до ул.К.Маркса,34 (Подающий, Отопление)	1	57,00	18,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1996	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	330,29
от ТК 11-1 до ул.К.Маркса,34 (Обратный, Отопление)	0	57,00	18,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1996	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	247,29
от ТК 12 до ул.К.Маркса,36 (Подающий, Отопление)	1	57,00	43,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1996	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	789,02
от ТК 12 до ул.К.Маркса,36 (Обратный, Отопление)	0	57,00	43,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1996	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	590,74
от ТК 12-2 до ул.К.Маркса,40 (Подающий, Отопление)	1	57,00	19,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1998	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	308,65
от ТК 12-2 до ул.К.Маркса,40 (Обратный, Отопление)	0	57,00	19,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1998	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	214,25
от ТК 1-3 до ул.Строителей,1,2б (Подающий, Отопление)	1	57,00	10,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	145,63
от ТК 1-3 до ул.Строителей,1,2б (Обратный, Отопление)	0	57,00	10,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	100,08
от ТК 6-1 до ул.Гагарина,63 (Подающий, Отопление)	1	57,00	100,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2002	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1624,49
от ТК 6-1 до ул.Гагарина,63 (Обратный, Отопление)	0	57,00	100,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2002	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1127,65
от ТК 6-11 до ул.Вишерская,7 (Подающий, Отопление)	1	57,00	105,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1529,15
от ТК 6-11 до ул.Вишерская,7 (Обратный, Отопление)	0	57,00	105,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1050,84
от ТК 6-9 до ул.Красноармейская,6а (Подающий, Отопление)	1	57,00	110,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2012	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1601,96
от ТК 6-9 до ул.Красноармейская,6а (Обратный, Отопление)	0	57,00	110,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2012	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1100,88
от ул.Дзержинского,3 до ул.Дзержинского,5 (Подающий, Отопление)	1	57,00	75,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1092,25
от ул.Дзержинского,3 до ул.Дзержинского,5 (Обратный, Отопление)	0	57,00	75,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	750,60
от ТК 7 до ул.Гагарина,62;64 (Подающий, Отопление)	1	57,00	50,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1989	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1707,78
от ТК 7 до ул.Гагарина,62;64 (Обратный, Отопление)	0	57,00	50,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1989	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1434,89
от зд.Администрации до зд.Налоговой (Подающий, Отопление)	1	57,00	50,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	728,17
от зд.Администрации до зд.Налоговой (Обратный, Отопление)	0	57,00	50,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	500,40
от ул.Гагарина,66 до Военкомата (Подающий, Отопление)	0	57,00	70,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1983	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2390,89
от ул.Гагарина,66 до Военкомата (Обратный, Отопление)	0	57,00	70,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1983	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2008,84
от ТК 11 до ул.К.Маркса.32 (Подающий, Отопление)	1	57,00	70,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1995	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1284,46
от ТК 11 до ул.К.Маркса.32 (Обратный, Отопление)	0	57,00	70,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1995	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	961,68
от ТК 10 до ул.Гагарина.70 (Подающий, Отопление)	1	57,00	65,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2002	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1055,92
от ТК 10 до ул.Гагарина.70 (Обратный, Отопление)	0	57,00	65,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2002	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	732,97
от ТК 3-11 до ул.Свердлова,4 (Подающий, Отопление)	1	57,00	60,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2008	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	873,80
от ТК 3-11 до ул.Свердлова,4 (Обратный, Отопление)	0	57,00	60,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2008	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	600,48

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10
от ул.Толстого,29 до ул.Толстого,35 (Подающий, Отопление)	0	57,00	150,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2008	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2865,81
от ул.Толстого,29 до ул.Толстого,35 (Обратный, Отопление)	0	57,00	150,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2008	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2436,82
ул.Гагарина,29,31,33,35 (Подающий, Отопление)	1	57,00	230,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2008	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	4394,24
ул.Гагарина,29,31,33,35 (Обратный, Отопление)	0	57,00	230,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2008	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3736,46
от ТК 0-3 до ул.Маяковского,28 (Подающий, Отопление)	1	76,00	470,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1989	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	17785,03
от ТК 0-3 до ул.Маяковского,28 (Обратный, Отопление)	0	76,00	470,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1989	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	15179,92
от ТК 1 до БЭС (Подающий, Отопление)	0	76,00	50,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	828,49
от ТК 1 до БЭС (Обратный, Отопление)	0	76,00	50,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	560,39
от ТК 1-2 до ТК 1-15 (Подающий, Отопление)	1	76,00	60,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1980	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2270,43
от ТК 1-2 до ТК 1-15 (Обратный, Отопление)	0	76,00	60,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1980	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1937,86
от ТК 1-15 до ул.Толстого,33 (Подающий, Отопление)	1	76,00	20,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1980	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	756,81
от ТК 1-15 до ул.Толстого,33 (Обратный, Отопление)	0	76,00	20,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1980	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	645,95
от ТК 1-9 до ул.Строителей,18 (Подающий, Отопление)	1	76,00	175,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2012	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2899,71
от ТК 1-9 до ул.Строителей,18 (Обратный, Отопление)	0	76,00	175,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2012	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1961,35
от ТК 4 до ТК 4-3 №1 (Подающий, Отопление)	1	76,00	60,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2002	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1082,50
от ТК 4 до ТК 4-3 №1 (Обратный, Отопление)	0	76,00	60,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2002	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	744,25
от ТК 5-7 до ТК 5-9 (Подающий, Отопление)	1	76,00	70,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1159,88
от ТК 5-7 до ТК 5-9 (Обратный, Отопление)	0	76,00	70,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	784,54
от ТК 6 до ул.Гагарина,60 (Подающий, Отопление)	1	76,00	42,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2013	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	704,21
от ТК 6 до ул.Гагарина,60 (Обратный, Отопление)	0	76,00	42,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2013	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	476,33
от ТК 6-5 до ул.Дзержинского,3 (Подающий, Отопление)	1	76,00	65,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1077,03
от ТК 6-5 до ул.Дзержинского,3 (Обратный, Отопление)	0	76,00	65,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	728,50
от ТК 13 до ул.Дзержинского,4 (Подающий, Отопление)	0	76,00	200,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3313,95
от ТК 13 до ул.Дзержинского,4 (Обратный, Отопление)	0	76,00	200,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2241,54
от ТК 13 до Детский сад№1 (Подающий, Отопление)	0	76,00	30,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	497,09
от ТК 13 до Детский сад№1 (Обратный, Отопление)	0	76,00	30,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	336,23
от котельной №11 до ул.Гагарина,26 (Подающий, Отопление)	1	76,00	210,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2011	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	4610,61
от котельной №11 до ул.Гагарина,26 (Обратный, Отопление)	0	76,00	210,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2011	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3945,27
от ТК 0-2 до ул.Толстого,14 (Подающий, Отопление)	1	76,00	540,50	Минеральная вата	Надземная прокладка	1995	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	14589,40
от ТК 0-2 до ул.Толстого,14 (Обратный, Отопление)	0	76,00	540,50	Минеральная вата	Надземная прокладка	1995	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	12500,59
от ТК 0-3 до ул.Толстого,26 (Подающий, Отопление)	1	76,00	320,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	1984	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	12655,55
от ТК 0-3 до ул.Толстого,26 (Обратный, Отопление)	0	76,00	320,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	1984	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	10872,80
от ТК 1-1 до ТК 1-11 (Подающий, Отопление)	1	89,00	65,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1976	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2736,81

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10
от ТК 1-1 до ТК 1-11 (Обратный, Отопление)	0	89,00	65,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1976	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2319,24
от ТК 1-8 до ТК 1-9 (Подающий, Отопление)	1	89,00	70,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1239,54
от ТК 1-8 до ТК 1-9 (Обратный, Отопление)	0	89,00	70,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	866,23
от ТК 3 до ТК 3-1 (Подающий, Отопление)	1	89,00	75,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2001	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1420,50
от ТК 3 до ТК 3-1 (Обратный, Отопление)	0	89,00	75,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2001	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1014,89
от ТК 6-3 до ТК 6-11 (Подающий, Отопление)	1	89,00	110,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1988	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	4631,53
от ТК 6-3 до ТК 6-11 (Обратный, Отопление)	0	89,00	110,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1988	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3924,87
от ТК 6-5 до ТК 6-9 (Подающий, Отопление)	1	89,00	132,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2346,26
от ТК 6-5 до ТК 6-9 (Обратный, Отопление)	0	89,00	132,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1639,65
от ТК 9 до ул.К.Маркса,18,20,22,24 (Подающий, Отопление)	1	89,00	190,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1991	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	4515,23
от ТК 9 до ул.К.Маркса,18,20,22,24 (Обратный, Отопление)	0	89,00	190,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1991	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3253,03
от ТК 21 до РДК (Подающий, Отопление)	1	89,00	40,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1982	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1684,19
от ТК 21 до РДК (Обратный, Отопление)	0	89,00	40,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1982	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1427,23
от ТК 21 до школы №4 (Подающий, Отопление)	1	89,00	49,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2011	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	867,68
от ТК 21 до школы №4 (Обратный, Отопление)	0	89,00	49,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2011	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	606,36
от ТК 23 до Общежития №4 (Подающий, Отопление)	1	89,00	36,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1990	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	855,52
от ТК 23 до Общежития №4 (Обратный, Отопление)	0	89,00	36,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1990	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	616,36
от ул.Островского,25 до ул.Островского,29 (Подающий, Отопление)	1	89,00	355,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2014	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	8404,29
от ул.Островского,25 до ул.Островского,29 (Обратный, Отопление)	0	89,00	355,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2014	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	7196,51
от ТК 3 до ТК 3-2 (Подающий, Отопление)	1	89,00	140,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2001	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3386,99
от ТК 3 до ТК 3-2 (Обратный, Отопление)	0	89,00	140,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2001	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2877,94
от ТК 1-3 до ТК 1-4 (Подающий, Отопление)	1	108,00	26,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2008	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	495,07
от ТК 1-3 до ТК 1-4 (Обратный, Отопление)	0	108,00	26,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2008	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	347,18
от ТК 1-4 до ул.Строителей,2 (Подающий, Отопление)	1	108,00	80,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2004	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1523,29
от ТК 1-4 до ул.Строителей,2 (Обратный, Отопление)	0	108,00	80,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2004	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1068,26
от ТК 2-1 до ТК 2-3 (Подающий, Отопление)	1	108,00	177,50	Минеральная вата	Непроходной канал	1980	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	8225,48
от ТК 2-1 до ТК 2-3 (Обратный, Отопление)	0	108,00	177,50	Минеральная вата	Непроходной канал	1980	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	6933,79
от ТК 2 до ТК 3-11 (Подающий, Отопление)	1	108,00	140,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2003	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3158,16
от ТК 2 до ТК 3-11 (Обратный, Отопление)	0	108,00	140,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2003	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2239,10
от ТК 5-5 до ТК 5-7 (Подающий, Отопление)	1	108,00	55,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2003	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1240,70
от ТК 5-5 до ТК 5-7 (Обратный, Отопление)	0	108,00	55,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2003	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	879,65
от врезки у ТК8 до ул.Гагарина,66 (Подающий, Отопление)	0	108,00	40,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	761,64
от врезки у ТК8 до ул.Гагарина,66 (Обратный, Отопление)	0	108,00	40,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	534,13

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10
от ул.Гагарина,66 до детского дома (Подающий, Отопление)	0	108,00	210,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1992	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	5367,81
от ул.Гагарина,66 до детского дома (Обратный, Отопление)	0	108,00	210,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1992	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3832,26
от ТК 20 до школы№4 (Подающий, Отопление)	1	108,00	36,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2011	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	685,48
от ТК 20 до школы№4 (Обратный, Отопление)	0	108,00	36,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2011	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	480,72
от ТК 22 до ул.Лоскутова,1,2 (Подающий, Отопление)	1	108,00	20,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1990	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	511,22
от ТК 22 до ул.Лоскутова,1,2 (Обратный, Отопление)	0	108,00	20,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1990	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	364,98
от ТК 11 до ул.Гагарина,71 (Подающий, Отопление)	1	108,00	142,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2001	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3214,55
от ТК 11 до ул.Гагарина,71 (Обратный, Отопление)	0	108,00	142,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2001	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2279,08
от ТК 12 до ул.Гагарина,72 (Подающий, Отопление)	1	108,00	262,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1997	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	6696,99
от ТК 12 до ул.Гагарина,72 (Обратный, Отопление)	0	108,00	262,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1997	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	4781,20
от ТК 6-2 до ТК 6-3 (Подающий, Отопление)	1	108,00	47,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2002	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1071,52
от ТК 6-2 до ТК 6-3 (Обратный, Отопление)	0	108,00	47,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2002	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	759,69
от ТК 6-3 до ТК 6-5 (Подающий, Отопление)	1	133,00	92,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2031,79
от ТК 6-3 до ТК 6-5 (Обратный, Отопление)	0	133,00	92,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1473,07
от ТК 0-2 до ТК 0-3 (Подающий, Отопление)	1	159,00	50,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1992	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1470,72
от ТК 0-2 до ТК 0-3 (Обратный, Отопление)	0	159,00	50,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1992	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1056,31
от ТК 1 до ТК 1-1 (Подающий, Отопление)	1	159,00	40,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1996	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1176,57
от ТК 1 до ТК 1-1 (Обратный, Отопление)	0	159,00	40,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1996	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	845,05
от ТК 1-1 до ТК 1-2 (Подающий, Отопление)	1	159,00	175,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1996	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	5147,51
от ТК 1-1 до ТК 1-2 (Обратный, Отопление)	0	159,00	175,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1996	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3697,08
от ТК 1-2 до ТК 1-3 (Подающий, Отопление)	1	159,00	75,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1638,66
от ТК 1-2 до ТК 1-3 (Обратный, Отопление)	0	159,00	75,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2009	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1228,56
от ТК 2 до ТК 2-1 (Подающий, Отопление)	1	159,00	12,50	Минеральная вата	Непроходной канал	1980	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	684,00
от ТК 2 до ТК 2-1 (Обратный, Отопление)	0	159,00	12,50	Минеральная вата	Непроходной канал	1980	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	577,75
от ТК 2-2 до ТК 5-5 (Подающий, Отопление)	1	159,00	117,50	Минеральная вата	Непроходной канал	1987	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	6429,64
от ТК 2-2 до ТК 5-5 (Обратный, Отопление)	0	159,00	117,50	Минеральная вата	Непроходной канал	1987	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	5430,84
от Тк 6 до ТК 6-2 (Подающий, Отопление)	1	159,00	115,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2001	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2616,28
от Тк 6 до ТК 6-2 (Обратный, Отопление)	0	159,00	115,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2001	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2011,18
от ТК 8 до здания Администрации (Подающий, Отопление)	1	159,00	72,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1584,04
от ТК 8 до здания Администрации (Обратный, Отопление)	0	159,00	72,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1187,61
от котельной № 11 до ТК 0-2 (Подающий, Отопление)	1	159,00	115,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2001	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3658,07
от котельной № 11 до ТК 0-2 (Обратный, Отопление)	0	159,00	115,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2001	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3121,43
от ТК 5 до ТК 5-2 (Подающий, Отопление)	1	219,00	120,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1983	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	7920,64

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10
от ТК 5 до ТК 5-2 (Обратный, Отопление)	0	219,00	120,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1983	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	6763,43
от ТК 15 до ТК 20 (Подающий, Отопление)	1	219,00	134,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1987	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	8844,72
от ТК 15 до ТК 20 (Обратный, Отопление)	0	219,00	134,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1987	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	7552,50
от ТК 20 до ТК 21 (Подающий, Отопление)	1	219,00	60,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1985	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3960,32
от ТК 20 до ТК 21 (Обратный, Отопление)	0	219,00	60,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1985	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3381,72
от ТК 21 до ТК 22 (Подающий, Отопление)	0	219,00	23,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1990	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	822,47
от ТК 21 до ТК 22 (Обратный, Отопление)	0	219,00	23,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1990	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	589,87
от ТК 22 до ТК 23 (Подающий, Отопление)	1	219,00	192,50	Минеральная вата	Непроходной канал	1990	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	6883,71
от ТК 22 до ТК 23 (Обратный, Отопление)	0	219,00	192,50	Минеральная вата	Непроходной канал	1990	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	4936,99
от ТК 10 до ТК 10а (Подающий, Отопление)	1	219,00	56,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1991	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2002,53
от ТК 10 до ТК 10а (Обратный, Отопление)	0	219,00	56,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1991	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1436,21
от ТК 10а до ТК 11 (Подающий, Отопление)	1	219,00	98,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1991	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3504,44
от ТК 10а до ТК 11 (Обратный, Отопление)	0	219,00	98,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1991	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2513,38
от ТК 11 до ТК 12 (Подающий, Отопление)	1	219,00	63,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1990	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2252,85
от ТК 11 до ТК 12 (Обратный, Отопление)	0	219,00	63,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1990	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1615,74
от ТК 12 до ТК 12-2 (Подающий, Отопление)	1	219,00	71,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1990	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	2538,93
от ТК 12 до ТК 12-2 (Обратный, Отопление)	0	219,00	71,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1990	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	1820,91
от ТК 10 до ТК 13 (Подающий, Отопление)	1	325,00	220,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1993	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	9831,24
от ТК 10 до ТК 13 (Обратный, Отопление)	0	325,00	220,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1993	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	6831,00
от ТК 14 до ТК 15 (Подающий, Отопление)	1	325,00	90,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1982	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	7809,69
от ТК 14 до ТК 15 (Обратный, Отопление)	0	325,00	90,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1982	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	6794,63
от ТК 9 до ТК 10 (Подающий, Отопление)	1	325,00	200,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1980	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	17354,86
от ТК 9 до ТК 10 (Обратный, Отопление)	0	325,00	200,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1980	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	15099,19
от ТК 13 до ТК 14 (Подающий, Отопление)	1	325,00	141,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2004	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	5182,01
от ТК 13 до ТК 14 (Обратный, Отопление)	0	325,00	141,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2004	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3568,11
от ТК 0 до ТК 1 (Подающий, Отопление)	1	426,00	210,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1983	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	22010,37
от ТК 0 до ТК 1 (Обратный, Отопление)	0	426,00	210,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1983	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	19104,10
от ТК 1 до ТК 2 (Подающий, Отопление)	1	426,00	220,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1976	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	23058,48
от ТК 1 до ТК 2 (Обратный, Отопление)	0	426,00	220,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1976	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	20013,82
от ТК 2 до ТК 3 (Подающий, Отопление)	1	426,00	265,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1976	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	27774,98
от ТК 2 до ТК 3 (Обратный, Отопление)	0	426,00	265,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1976	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	24107,56
от ТК 3 до ТК 4 (Подающий, Отопление)	1	426,00	100,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1981	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	10481,13
от ТК 3 до ТК 4 (Обратный, Отопление)	0	426,00	100,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1981	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	9097,19

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10
от ТК 4 до ТК 5а (Подающий, Отопление)	1	426,00	55,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1982	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	5764,62
от ТК 4 до ТК 5а (Обратный, Отопление)	0	426,00	55,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1982	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	5003,46
от ТК 5а до ТК5 (Подающий, Отопление)	1	426,00	135,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1982	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	14149,52
от ТК 5а до ТК5 (Обратный, Отопление)	0	426,00	135,00	Минеральная вата	Непроходной канал	1982	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	12281,21
от ТК 5 до ТК 6 (Подающий, Отопление)	1	426,00	110,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2003	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	4915,62
от ТК 5 до ТК 6 (Обратный, Отопление)	0	426,00	110,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2003	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3415,50
от ТК 6 до ТК 7 (Подающий, Отопление)	1	426,00	142,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2003	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	6367,96
от ТК 6 до ТК 7 (Обратный, Отопление)	0	426,00	142,50	Минеральная вата	Непроходной канал	2003	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	4424,63
от ТК 7 до ТК 8 (Подающий, Отопление)	1	426,00	130,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2003	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	5809,37
от ТК 7 до ТК 8 (Обратный, Отопление)	0	426,00	130,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2003	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	4036,50
от ТК 8 до ТК 9 (Подающий, Отопление)	1	426,00	100,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	4401,19
от ТК 8 до ТК 9 (Обратный, Отопление)	0	426,00	100,00	Минеральная вата	Непроходной канал	2010	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	3060,88
от кот11 до ТК 0 (Подающий, Отопление)	1	426,00	178,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2007	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	11017,14
от кот11 до ТК 0 (Обратный, Отопление)	0	426,00	178,00	Минеральная вата	Надземная прокладка	2007	Температурный график 95/70 °С для отопления	5832	1,00	9566,26
Кол-во ТК, штук	**94**		**22306**							