

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по научной работе ИГЭУ
Тютиков В.В.

2012 г.



СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КАРАБИХСКОГО
СЕЛЬСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ

2012-2027 гг. (х/г №104/12)

/ Начальник НИСа

Руководитель темы


подпись, дата

Таланов С.Б.


подпись, дата

Сенников В.В.

ПРОЕКТ

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КАРАБИХСКОГО
СЕЛЬСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ
2012-2027 гг.**

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

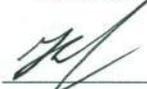
Ответственный исполнитель,
к.т.н., доцент


_____ В.В. Сенников

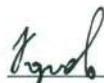
К.т.н., доцент


_____ А.А. Генварев
подпись, дата

Инженер


_____ А.Е. Костров
подпись, дата

Инженер


_____ М.Г. Козлов
подпись, дата

Инженер


_____ Н.Н. Пронин
подпись, дата

Инженер


_____ В.В. Смирнов
подпись, дата

Инженер


_____ Д.Р. Залаев
подпись, дата

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
Характеристика Карабахского сельского поселения.	10
РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ КАРАБАХСКОГО СЕЛЬСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ.	13
1.1 Площади строительных фондов и приросты площади строительных фондов, подключенных к центральной системе теплоснабжения Карабахского сельского поселения.	13
1.2 Объемы потребления тепловой энергии и приросты потребления тепловой энергии системой теплоснабжения Карабахского сельского поселения.	15
РАЗДЕЛ 2. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	18
2.1. Радиус эффективного теплоснабжения.	18
2.2 Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.	25
2.4 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии.....	25
РАЗДЕЛ 3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	35
3.1 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей.	35
3.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.	36
РАЗДЕЛ 4. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	36
4.1 Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии.	36
4.2 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.	36
4.3 Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.	37
4.4 Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии,	

поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе.	38
4.5 Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	38
4.6 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы.	38
4.7 Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии.	38
Таблица 4.7.1 Решение о загрузке источников тепловой энергии.	39
4.8 Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценку затрат при необходимости его изменения.	39
4.9 Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей.	44
РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	44
5.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов).	44
5.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку.	45
5.3 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.	45
5.4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения.	45
РАЗДЕЛ 6. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	46
РАЗДЕЛ 7. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ	48
7.1 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой.	48

7.2 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов.	48
7.3 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.	48
РАЗДЕЛ 8. РЕШЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)	49
РАЗДЕЛ 9. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	49
РАЗДЕЛ 10. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ	49
ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	50
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	50
Часть 1 Функциональная структура теплоснабжения.....	50
Часть 2 Источники тепловой энергии.....	50
Часть 3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.	60
Часть 4 Зоны действия источников тепловой энергии.....	89
Часть 5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.	101
Часть 6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.	111
Часть 7 Балансы теплоносителя.	111
Часть 8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.	112
Часть 9 Надежность теплоснабжения.	112
Часть 10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.	112
Часть 11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.	114
Часть 12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения.....	114
ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	115
ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ	115
ГЛАВА 4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ.....	157

ГЛАВА 5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ	158
ГЛАВА 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	158
ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ	159
ГЛАВА 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	160
ГЛАВА 9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	160
9.1 Общие данные	160
9.2 Методика расчета вероятности безотказной работы тепловых	162
9.2.1 Термины и определения	162
9.2.2 Расчет надежности теплоснабжения не резервируемых участков тепловой сети	164
9.2.3 Расчет надежности теплоснабжения для резервированных участков тепловой сети.	169
9.2.4 Оценка недоотпуска тепла потребителям	171
9.3 Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии Карабихского сельского поселения на отопительный период 2012/2013 года	172
ГЛАВА 10. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ	200
10.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.	200
10.2 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.	200
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	201
Приложение А. Электронная модель системы теплоснабжения Карабихского сельского поселения (компакт-диск).	

ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения — документ, содержащий материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Система централизованного теплоснабжения представляет собой сложный технологический объект с огромным количеством непростых задач, от правильного решения которых во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на прогнозировании развития населенного пункта, в первую очередь его градостроительной деятельности, определённой генеральным планом.

Рассмотрение проблемы начинается на стадии разработки генеральных планов в самом общем виде совместно с другими вопросами городской инфраструктуры, и такие решения носят предварительный характер.

Конечной целью грамотно организованной схемы теплоснабжения является:

- определение направления развития системы теплоснабжения населенного пункта на расчетный период;
- определение экономической целесообразности и экологической возможности строительства новых, расширения и реконструкции действующих теплоисточников;
- снижение издержек производства, передачи и себестоимости любого вида энергии;
- повышение качества предоставляемых энергоресурсов;
- увеличение прибыли самого предприятия.

Значительный потенциал экономии и рост стоимости энергоресурсов делают проблему энергоресурсосбережения весьма актуальной.

Схемы разрабатываются на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учётом перспективного развития на 15 лет, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надёжности, экономичности.

С повышением степени централизации, как правило, повышается экономичность выработки тепла, снижаются начальные затраты и расходы по эксплуатации источников теплоснабжения, но одновременно увеличиваются начальные затраты на сооружение тепловых сетей и эксплуатационные расходы на транспорт тепла.

Централизация теплоснабжения всегда экономически выгодна при плотной застройке в пределах данного района.

В последние годы наряду с системами централизованного теплоснабжения значительному усовершенствованию подверглись системы децентрализованного теплоснабжения, в основном, за счёт развития крупных систем централизованного

газоснабжения с подачей газа крышным котельным или непосредственно в квартиры жилых зданий, где за счёт его сжигания в топках котлов, газовых водонагревателях, квартирных генераторах тепла может быть получено тепло одновременно для отопления, горячего водоснабжения, а также для приготовления пищи.

Основанием для разработки схемы теплоснабжения Карабахского сельского поселения является:

- Федеральный закон от 26.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»
- Муниципальный контракт № 104/12

Основными нормативными документами при разработке схемы являются:

- Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения.»
- Приказ об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения.
- Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения.

Характеристика Карабихского сельского поселения.

Карабихское сельское поселение — сельское поселение, расположенное на юге Ярославского муниципального района Ярославской области с административным центром в посёлке Карабиха. Включает рабочий посёлок Красные Ткачи и Карабихский (центр — деревня Карабиха) и Телегинский (центр — посёлок Нагорный) сельские округа, объединяющие 62 сельских населённых пункта. Географическая площадь территории сельского поселения составляет 223 км² или 22 308 га.

Жилые зоны занимают территорию в 2351 га (10,5 %), общественно-деловые - 17 га (0,1 %). Производственные зоны включают в себя территории производственных коммунально-складских и сельскохозяйственных предприятий и занимают территорию площадью 1111 га (5 %), зоны инженерной и транспортной инфраструктур - 985 га (4,4 %).

Численность населения Карабихского сельского поселения на 2010 год составляет 13 358 человек (зарегистрированных по месту жительства), в том числе сельское население — 9357 человек и население рабочего посёлка Красные Ткачи — 4001 человек.

Климат умеренно-континентальный с умеренно тёплым и влажным летом и умеренно холодной зимой. Среднегодовая многолетняя температура +3,2°С. Средняя многолетняя зимы (январь) – 11,1°С; лета (июль) +18,2°С.

Среднегодовая амплитуда температур довольно велика, с абсолютным максимумом +35°С и абсолютным минимумом -46°С. Пять месяцев в году (I, II, III, XI, XII) имеют средние температуры ниже 0°С.

Среднегодовая относительная влажность воздуха – 82%.

На территории преобладает ЮЗ перенос воздушных масс. Среднегодовая скорость ветра 3-4 м/сек. Наименьшая повторяемость – СВ ветры.

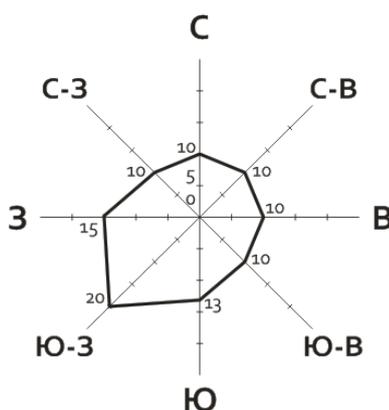


Рисунок 1.1. Повторяемость (%) направлений ветра за год (среднегодовая) Карабихского сельского поселения (роза ветров)

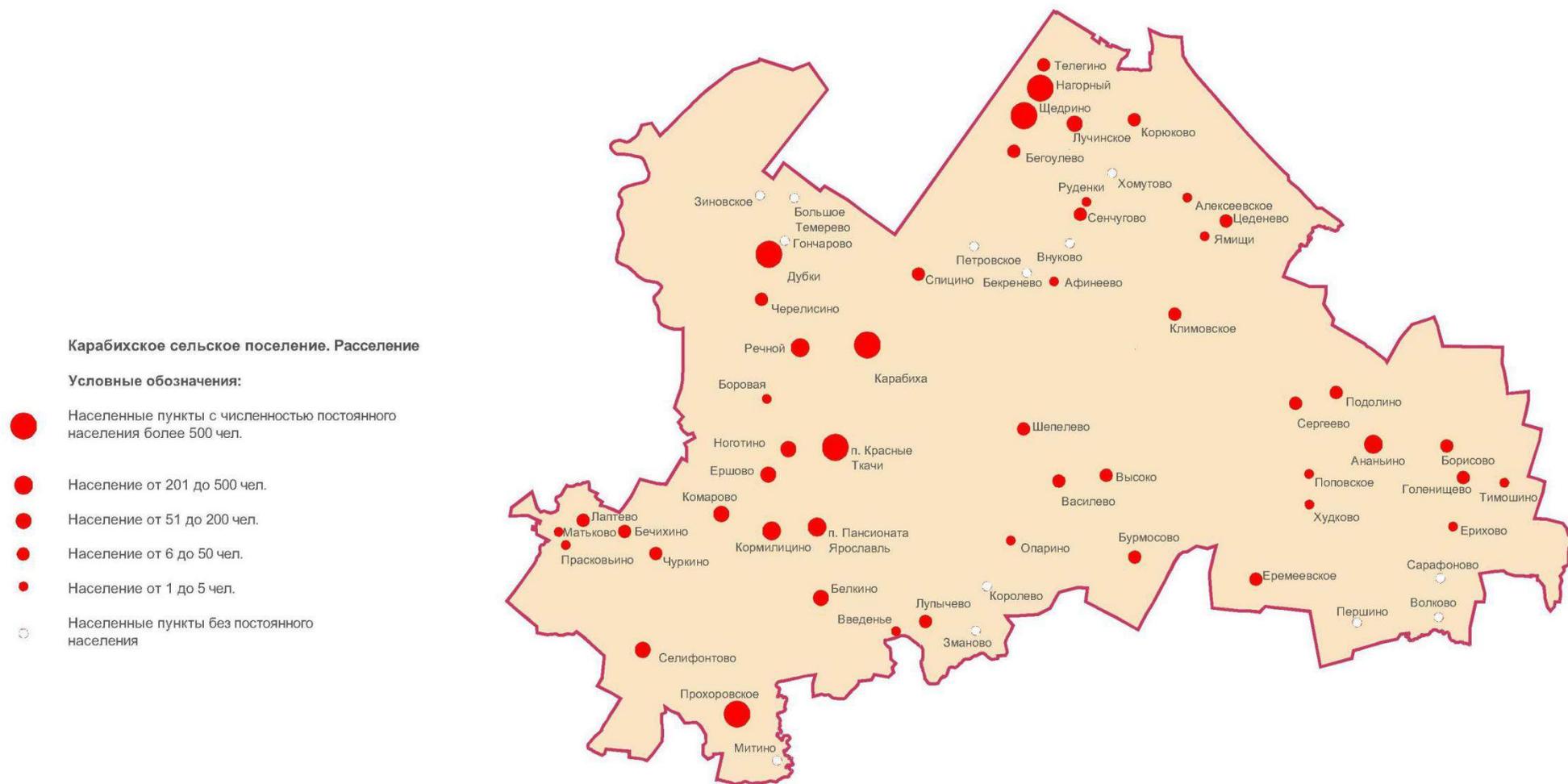


Рисунок 1.2. Схема Карабихского сельского поселения.

Таблица 1. Климатические характеристики Карабихского сельского поселения.

Температура воздуха наиболее холодных суток, °С	Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	Продолжительность, сут. и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха						Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8°С
		≤ 0°С		≤ 8°С		≤ 10°С		
		прод-ть	ср.тем-ра	прод-ть	ср.тем-ра	прод-ть	ср.тем-ра	
-37	-31	152	-7,8	221	-4	239	-2,8	4,3

По характеру рельефа поселение представляет собой сочетание поверхностей низких и высоких террас озёрно-ледниковой равнины. Основными формами рельефа являются слабовыраженные впадины и возвышенности. Абсолютные отметки изменяются от 84 до 130 м.

В целом на территории уклоны поверхности редко превышают 10-15%, рельеф характеризуется средней степенью расчлененности (речная сеть, овраги).

На территории поселения наблюдаются дерново-подзолистые почвы. По механическому составу преобладает лёгкий и средний суглинок, реже – супесчаные почвы. На заболоченных участках – торфяные грунты.

РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ КАРАБИХСКОГО СЕЛЬСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ.

1.1 Площади строительных фондов и приросты площади строительных фондов, подключенных к центральной системе теплоснабжения Карабихского сельского поселения.

Площади строительных фондов и приросты площади строительных фондов многоэтажных жилых домов, подключенных к системе теплоснабжения Карабихского сельского поселения приведены в таблице 1.1.1

Таблица 1.1.1 Площади строительных фондов и приросты площади строительных фондов многоэтажных жилых домов, м².

Котельная	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2022гг.	2022-2027гг.
д. Карабиха ЯЦРБ	7924,70	7924,70	7924,70	7924,70	7924,70	7924,70	7924,70
д. Карабиха (школа)	2300,41	2300,41	2300,41	2300,41	2300,41	2300,41	2300,41
п. Красные Ткачи (на школу)	4656,65	4656,65	4656,65	4656,65	4656,65	4656,65	4656,65
п. Красные Ткачи (2-ое производство)	18610,3	18610,3	18610,3	18610,3	18610,3	18610,3	18610,3
ОАО «Красные Ткачи»	42364,6	42364,6	42364,6	42364,6	42364,6	42364,6	42364,6
п. Ананьино	8945,80	8945,80	8945,80	8945,80	8945,80	8945,80	8945,80
п. Белкино	2476,03	2476,03	2476,03	2476,03	2476,03	2476,03	2476,03
д. Кормилицино	4592,70	4592,70	4592,70	4592,70	4592,70	4592,70	4592,70
ТЭЦ-3 на п. Дубки	99279,2	99279,2	99279,2	99279,2	99279,2	99279,2	99279,2
ТЭЦ-3 на п. Щедрино	22742,6	22742,6	22742,6	22742,6	22742,6	22742,6	22742,6
ОАО пансионат «Ярославль»	3478,3	3478,3	3478,3	3478,3	3478,3	3478,3	3478,3

Площади строительных фондов и приросты площади строительных фондов частных жилых домов, подключенных к системе теплоснабжения Карабихского сельского поселения приведены в таблице 1.1.2

Таблица 1.1.2 Площади строительных фондов и приросты площади строительных фондов частных жилых домов, м².

Котельная	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2022гг.	2022-2027гг.
д. Карабиха ЯЦРБ	116,3	116,3	116,3	116,3	116,3	116,3	116,3
д. Карабиха (школа)	789,7	789,7	789,7	789,7	789,7	789,7	789,7
п. Красные Ткачи (на школу)	1162,4	1162,4	1162,4	1162,4	1162,4	1162,4	1162,4
п. Красные Ткачи (2-ое производство)	0	0	0	0	0	0	0
ОАО «Красные Ткачи»	0	0	0	0	0	0	0
п. Ананьино	1951,5	1951,5	1951,5	1951,5	1951,5	1951,5	1951,5
п. Белкино	0	0	0	0	0	0	0
д. Кормилицино	578,0	578,0	578,0	578,0	578,0	578,0	578,0

ТЭЦ-3 на п. Дубки	0	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ-3 на п. Щедрино	0	0	0	0	0	0	0
ОАО пансионат «Ярославль»	0	0	0	0	0	0	0

Объемы строительных фондов и приросты объемов строительных фондов общественно-административных зданий, подключенных к системе теплоснабжения Карабихского сельского поселения приведены в таблице 1.1.3

Таблица 1.1.3 Объемы строительных фондов и приросты объемов строительных фондов общественно-административных зданий, м³.

Котельная	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2022гг.	2022-2027гг.
д. Карабиха ЯЦРБ	41717	49320,8	49320,8	49320,8	49320,8	49320,8	49320,8
д. Карабиха (школа)	5873,7	5873,7	5873,7	5873,7	5873,7	5873,7	5873,7
п. Красные Ткачи (на школу)	23741,2	23741,2	23741,2	23741,2	23741,2	23741,2	23741,2
п. Красные Ткачи (2-ое производство)	0	0	0	0	0	0	0
ОАО «Красные Ткачи»	38734,9	46338,7	50442,7	62442,7	62442,7	62442,7	62442,7
п. Ананьино	6710,4	6710,4	6710,4	6710,4	6710,4	6710,4	6710,4
п. Белкино	0	0	0	0	0	0	0
д. Кормилицино	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9	1021,9
ТЭЦ-3 на п. Дубки	37188,2	37188,2	37188,2	37188,2	37188,2	37188,2	37188,2
ТЭЦ-3 на п. Щедрино	9240,62	9240,62	9240,62	9240,62	9240,62	9240,62	9240,62
ОАО пансионат «Ярославль»	9406,34	9406,34	9406,34	9406,34	9406,34	9406,34	9406,34

Объемы строительных фондов и приросты объемов строительных фондов производственных зданий, подключенных к системе теплоснабжения Карабихского сельского поселения приведены в таблице 1.1.4

Таблица 1.1.4 Объемы строительных фондов и приросты объемов строительных фондов производственных зданий, м³.

Котельная	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2022гг.	2022-2027гг.
д. Карабиха ЯЦРБ	0	0	0	0	0	0	0
д. Карабиха (школа)	0	0	0	0	0	0	0
п. Красные Ткачи (на школу)	5341,7	5341,7	5341,7	5341,7	5341,7	5341,7	5341,7
п. Красные Ткачи (2-ое производство)	0	0	0	0	0	0	0
ОАО «Красные Ткачи»	102854	102854	102854	102854	102854	102854	102854
п. Ананьино	6638,5	6638,5	6638,5	6638,5	6638,5	6638,5	6638,5
п. Белкино	0	0	0	0	0	0	0
д. Кормилицино	0	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ-3 на п. Дубки	3796,03	3796,03	3796,03	3796,03	3796,03	3796,03	3796,03
ТЭЦ-3 на п. Щедрино	51567,4	51567,4	51567,4	51567,4	51567,4	51567,4	51567,4
ОАО пансионат «Ярославль»	8980,7	8980,7	8980,7	8980,7	8980,7	8980,7	8980,7

1.2 Объемы потребления тепловой энергии и приросты потребления тепловой энергии системой теплоснабжения Карабахского сельского поселения.

1.2.1 Объем потребления тепловой энергии котельной д. Карабиха ЯЦРБ, по данным на 2012 год составляет 2,0 Гкал/ч.

Прирост потребления тепловой энергии котельной д. Карабиха ЯЦРБ на 2013г на 2013г. составляет 0,36575 Гкал/ч, на 2014 – 2027гг. – 0 Гкал/ч.

1.2.2 Объем потребления тепловой энергии котельной д. Карабиха (школа), по данным на 2012 год составляет 0,4471 Гкал/ч.

Прирост потребления тепловой энергии котельной д. Карабиха (школа) на 2013 – 2027гг. составляет 0 Гкал/ч.

1.2.3 Объем потребления тепловой энергии котельной п. Красные Ткачи (на школу), по данным на 2012 год составляет 1,5 Гкал/ч.

Прирост потребления тепловой энергии котельной п. Красные Ткачи (на школу) на 2013 – 2027гг. составляет 0 Гкал/ч.

1.2.4 Объем потребления тепловой энергии котельной п. Красные Ткачи (второе производство), по данным на 2012 год составляет 0,7 Гкал/ч.

Прирост потребления тепловой энергии котельной п. Красные Ткачи (второе производство) на 2013 – 2027гг. составляет 0 Гкал/ч.

1.2.5 Объем потребления тепловой энергии котельной ОАО «Красные ткачи», по данным на 2012 год составляет 7,64 Гкал/ч.

Прирост потребления тепловой энергии котельной ОАО «Красные ткачи», на 2013г. составляет 0,36575 Гкал/ч, на 2014г. – 0,195145 Гкал/ч, на 2015г. – 2,4 Гкал/ч, на 2016 – 2027гг. – 0 Гкал/ч.

1.2.6 Объем потребления тепловой энергии котельной п. Ананьино, по данным на 2012 год составляет 1,4467 Гкал/ч.

Прирост потребления тепловой энергии котельной п. Ананьино на 2013 – 2027гг. составляет 0 Гкал/ч.

1.2.7 Объем потребления тепловой энергии котельной п. Белкино, по данным на 2012 год составляет 0,2129 Гкал/ч.

Прирост потребления тепловой энергии котельной п. Белкино на 2013 – 2027гг. составляет 0 м².

1.2.8 Объем потребления тепловой энергии котельной д. Кормилицино, по данным на 2012 год составляет 0,57 Гкал/ч.

Прирост потребления тепловой энергии котельной д. Кормилицино на 2013 – 2027гг. составляет 0 Гкал/ч.

1.2.9 Объем потребления тепловой энергии непроизводственными потребителями от ТЭЦ-3 п. Дубки, по данным на 2012 год составляет 11,321 Гкал/ч.

Прирост потребления тепловой энергии от ТЭЦ-3 п. Дубки на 2013 – 2027гг. составляет 0 Гкал/ч.

1.2.10 Объем потребления тепловой энергии от ТЭЦ-3 п. Щедрино, по данным на 2012 год составляет 4,5868 Гкал/ч.

Прирост потребления тепловой энергии от ТЭЦ-3 п. Щедрино на 2013 – 2027гг. составляет 0 Гкал/ч.

1.2.11 Объем потребления тепловой энергии котельной ОАО пансионат «Ярославль», по данным на 2012 год составляет 1,8 Гкал/ч.

Прирост потребления тепловой энергии котельной ОАО пансионат «Ярославль», на 2013 – 2027гг. составляет 0 Гкал/ч.

Объемы потребления тепловой энергии и приросты объемов потребления тепловой энергии многоэтажными жилыми домами, подключенными к системе теплоснабжения Карабихского сельского поселения приведены в таблице 1.2.1

Таблица 1.2.1 Объемы потребления тепловой энергии и приросты объемов потребления тепловой энергии многоэтажными жилыми домами, Гкал/ч.

Котельная	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2022гг.	2022-2027гг.
д. Карабиха ЯЦРБ	0,6814	0,6814	0,6814	0,6814	0,6814	0,6814	0,6814
д. Карабиха (школа)	0,1978	0,1978	0,1978	0,1978	0,1978	0,1978	0,1978
п. Красные Ткачи (на школу)	0,4004	0,4004	0,4004	0,4004	0,4004	0,4004	0,4004
п. Красные Ткачи (2-ое производство)	0,5334	0,5334	0,5334	0,5334	0,5334	0,5334	0,5334
ОАО «Красные Ткачи»	3,6477	3,6477	3,6477	3,6477	3,6477	3,6477	3,6477
п. Ананьино	0,8676	0,8676	0,8676	0,8676	0,8676	0,8676	0,8676
п. Белкино	0,2129	0,2129	0,2129	0,2129	0,2129	0,2129	0,2129
д. Кормилицино	0,3949	0,3949	0,3949	0,3949	0,3949	0,3949	0,3949
ТЭЦ-3 на п. Дубки	9,6031	9,6031	9,6031	9,6031	9,6031	9,6031	9,6031
ТЭЦ-3 на п. Щедрино	2,22144	2,22144	2,22144	2,22144	2,22144	2,22144	2,22144
ОАО пансионат «Ярославль»	0,29908	0,29908	0,29908	0,29908	0,29908	0,29908	0,29908

Объемы потребления тепловой энергии и приросты объемов потребления тепловой энергии частными жилыми домами, подключенными к системе теплоснабжения Карабихского сельского поселения приведены в таблице 1.2.2

Таблица 1.2.2 Объемы потребления тепловой энергии и приросты объемов потребления тепловой энергии частными жилыми домами, Гкал/ч.

Котельная	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2022гг.	2022-2027гг.
д. Карабиха ЯЦРБ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
д. Карабиха (школа)	0,0679	0,0679	0,0679	0,0679	0,0679	0,0679	0,0679
п. Красные Ткачи (на школу)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
п. Красные Ткачи (2-ое производство)	0	0	0	0	0	0	0
ОАО «Красные Ткачи»	0	0	0	0	0	0	0
п. Ананьино	0,1754	0,1754	0,1754	0,1754	0,1754	0,1754	0,1754
п. Белкино	0	0	0	0	0	0	0
д. Кормилицино	0,0497	0,0497	0,0497	0,0497	0,0497	0,0497	0,0497
ТЭЦ-3 на п. Дубки	0	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ-3 на п. Щедрино	0	0	0	0	0	0	0
ОАО пансионат «Ярославль»	0	0	0	0	0	0	0

Объемы потребления тепловой энергии и приросты объемов потребления тепловой энергии общественно-административными зданиями, подключенными к системе теплоснабжения Карабихского сельского поселения приведены в таблице 1.2.3

Таблица 1.2.3 Объемы потребления тепловой энергии и приросты объемов потребления тепловой энергии общественно-административными зданиями, Гкал/ч.

Котельная	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2022гг.	2022-2027гг.
д. Карабиха ЯЦРБ	1,133	1,499	1,499	1,499	1,499	1,499	1,499
д. Карабиха (школа)	0,16835	0,16835	0,16835	0,16835	0,16835	0,16835	0,16835
п. Красные Ткачи (на школу)	0,68046	0,68046	0,68046	0,68046	0,68046	0,68046	0,68046
п. Красные Ткачи (2-ое производство)	0	0	0	0	0	0	0
ОАО «Красные Ткачи»	1,1102	1,4762	1,6712	2,961	3,38494	4,0712	4,0712
п. Ананьино	0,20207	0,20207	0,20207	0,20207	0,20207	0,20207	0,20207
п. Белкино	0	0	0	0	0	0	0
д. Кормилицино	0,02929	0,02929	0,02929	0,02929	0,02929	0,02929	0,02929
ТЭЦ-3 на п. Дубки	1,45477	1,45477	1,45477	1,45477	1,45477	1,45477	1,45477
ТЭЦ-3 на п. Щедрино	0,60585	0,60585	0,60585	0,60585	0,60585	0,60585	0,60585
ОАО пансионат «Ярославль»	0,2696	0,2696	0,2696	0,2696	0,2696	0,2696	0,2696

Объемы потребления тепловой энергии и приросты объемов потребления тепловой энергии производственными зданиями, подключенными к системе теплоснабжения Карабихского сельского поселения приведены в таблице 1.2.4

Таблица 1.2.4 Объемы потребления тепловой энергии и приросты объемов потребления тепловой энергии производственными зданиями, Гкал/ч.

Котельная	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2022гг.	2022-2027гг.
д. Карабиха ЯЦРБ	0	0	0	0	0	0	0
д. Карабиха (школа)	0	0	0	0	0	0	0
п. Красные Ткачи (на школу)	0,1531	0,1531	0,1531	0,1531	0,1531	0,1531	0,1531
п. Красные Ткачи (2-ое производство)	0	0	0	0	0	0	0
ОАО «Красные Ткачи»	2,94797	2,94797	2,94797	2,94797	2,94797	2,94797	2,94797
п. Ананьино	0,2016	0,2016	0,2016	0,2016	0,2016	0,2016	0,2016
п. Белкино	0	0	0	0	0	0	0
д. Кормилицино	0	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ-3 на п. Дубки	70,3629	0,1102	0,1102	0,1102	0,1102	0,1102	0,1102
ТЭЦ-3 на п. Щедрино	1,751	1,751	1,751	1,751	1,751	1,751	1,751
ОАО пансионат «Ярославль»	0,2574	0,2574	0,2574	0,2574	0,2574	0,2574	0,2574

РАЗДЕЛ 2. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

2.1. Радиус эффективного теплоснабжения.

Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Радиус эффективного теплоснабжения позволяет определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемой для зоны действия каждого источника тепловой энергии.

Увеличение радиусов действия существующих источников теплоснабжения Генеральным планом Карабихского сельского поселения не предусмотрено, новое строительство предполагает модернизацию существующих источников и строительство автономных блочно-модульных либо индивидуальных теплогенерирующих источников.

В настоящее время Федеральный закон № 190 «О теплоснабжении» ввёл понятие «радиус эффективного теплоснабжения» без конкретной методики его расчёта.

Для выполнения расчёта воспользуемся статьёй Ю.В. Кожарина и Д.А. Волкова «К вопросу определения эффективного радиуса теплоснабжения», опубликованной в журнале «Новости теплоснабжения», №8, 2012 г.

По изложенной в статье методике для определения максимального радиуса подключения новых потребителей к существующей тепловой сети вначале для подключаемой нагрузки при задаваемой величине удельного падения давления 5 кгс/(м²*м) определяется необходимый диаметр трубопровода. Далее для этого трубопровода определяются годовые тепловые потери. Принимается, что эффективность теплопровода с точки зрения тепловых потерь, равной величине 5% от годового отпуска тепла к подключаемому потребителю. Выполняется расчёт нормативных тепловых потерь трубопровода длиной 100м. По формуле (1) определяется радиус теплоснабжения.

$$L = \frac{Q_{nom} \cdot 100}{Q_{100}} \quad (1)$$

где: Q_{nom} - тепловые потери подключаемого трубопровода (5% от годового отпуска тепла), Гкал/год;

Q_{100} - нормативные тепловые потери трубопровода, длиной 100 м.

В таблице 2.1 приведены расчеты по определению эффективного радиуса теплоснабжения для вновь присоединяемых потребителей.

D, мм	G, т/ч	Q ^{Di} , Гкал/час	Q ^{Di} _{год} , Гкал/год	Q ^{Di} _{пот} , Гкал/год	Допустимая длина		
					Канальная прокладка	Бесканальная прокладка	Надземная прокладка
57×3,0	2,642	0,066	196,826	9,841	33,86	26,17	21,57
76×3,0	6,142	0,154	457,582	22,879	66,47	49,55	42,10
89×4,0	9,052	0,226	674,459	33,723	92,77	68,46	58,90
108×4,0	15,835	0,396	1179,809	58,990	149,61	108,56	95,45
133×4,0	28,596	0,715	2130,611	106,531	226,47	169,53	150,74
159×4,5	46,312	1,158	3450,579	172,529	349,89	242,66	227,46
219×6,0	108,365	2,709	8073,875	403,694	634,54	442,36	429,92
273×7,0	195,558	4,889	14570,358	728,518	942,33	662,29	651,04
325×8,0	311,131	7,778	23181,273	1159,063	1285,56	897,66	843,69
377×9,0	461,444	11,536	34380,589	1719,029	1635,15	1155,96	1068,58
426×9,0	645,685	16,142	48107,699	2405,385	2020,48	1426,34	1341,84
480×7,0	915,117	22,878	68182,112	3409,106	2499,71	1786,18	1685,01
530×8,0	1183,348	29,584	88167,109	4408,355	2876,20	2062,39	1961,97
630×9,0	1869,289	46,732	1,393·10 ⁵	6963,705	3680,41	2674,44	2555,30
720×10,0	2657,148	66,429	1,980·10 ⁵	9898,738	4400,03	3241,13	3109,10
820×10,0	3768,085	94,202	2,807·10 ⁵	14037,337	5228,25	3901,10	3807,35
920×11,0	5097,105	127,428	3,798·10 ⁵	18988,365	6034,18	4554,55	4475,33
1020×12,0	6681,279	167,032	4,978·10 ⁵	24889,926	10956,04	10281,27	9973,52

По данным таблицы 2.1 построены графики радиуса теплоснабжения для канальной, бесканальной и надземной прокладок на температурный график 95/70⁰С, позволяющие определить максимальное расстояние до вновь подключаемого абонента.

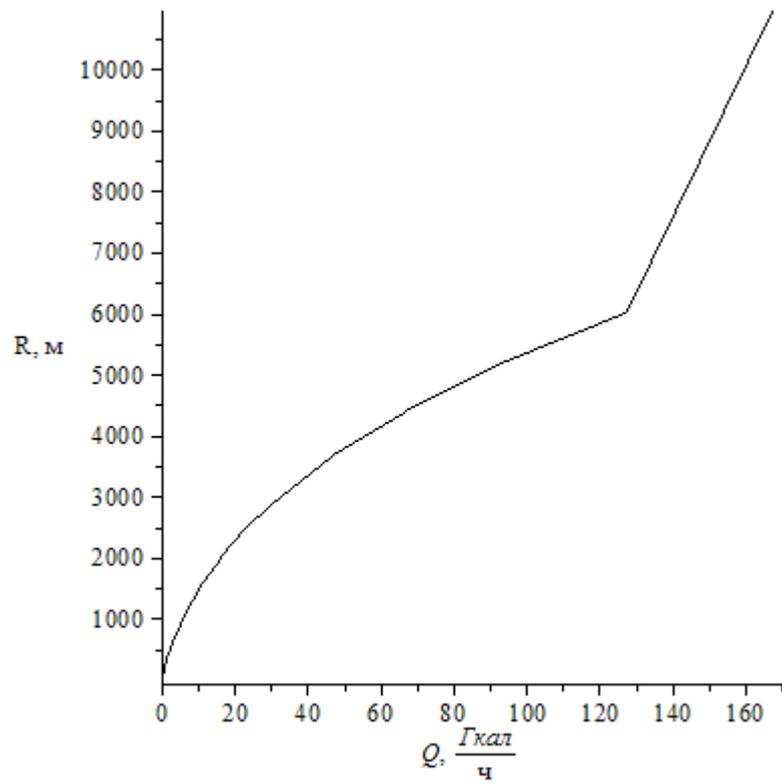


Рисунок 2.1 График радиуса теплоснабжения для канальной прокладки

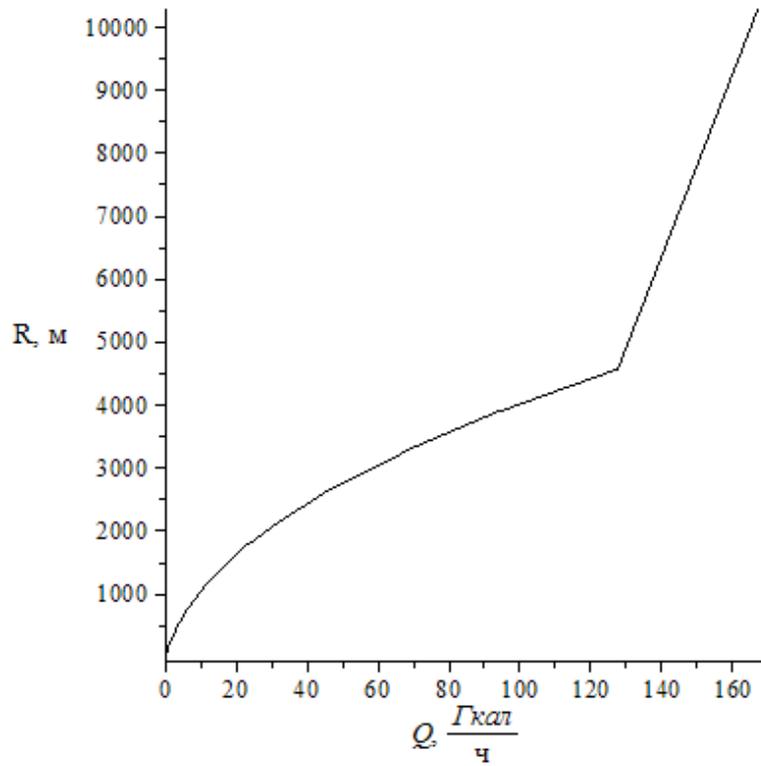


Рисунок 2.2 График радиуса теплоснабжения для бесканальной прокладки

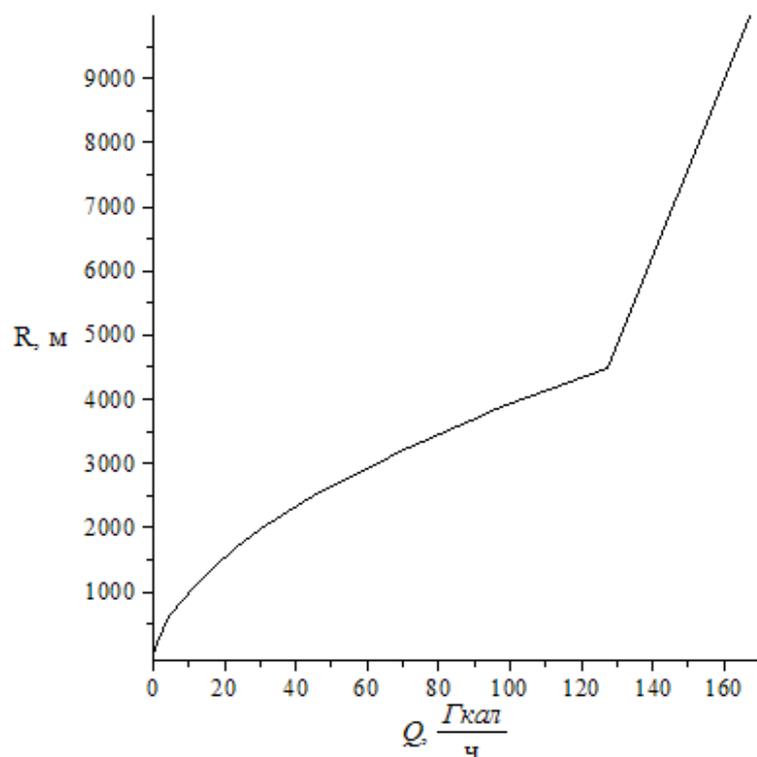


Рисунок 2.3 График радиуса теплоснабжения для надземной прокладки

Результаты расчетов радиусов эффективного теплоснабжения основных теплогенерирующих источников Карабихского сельского поселения представлены в таблице 2.1 и рисунках 2.1-2.6.

Таблица 2.1. Радиус эффективного теплоснабжения.

Источник тепловой энергии	Расстояние от источника до наиболее отдаленного потребителя, км	Эффективный радиус теплоснабжения, км
котельная д. Карабиха ЯЦРБ	0,5	0,8
котельная д. Карабиха (школа)	0,6	0,6
котельная п. Красные Ткачи (на школу)	0,8	1,2
котельная п. Красные Ткачи (второе производство)	1,0	1,2
Котельная ОАО «Красные Ткачи»	0,8	2,5
котельная п. Ананьино	1,5	1,8
котельная п. Белкино	0,1	0,1
котельная д. Кормилицино	0,35	0,4
ТЭЦ-3 на п. Дубки	4,0	-
ТЭЦ-3 на п. Щедрино	5,5	-
котельная ОАО пансионат «Ярославль»	0,4	0,8



Рисунок 2.1 Радиус эффективного теплоснабжения котельных в п. Карабиха

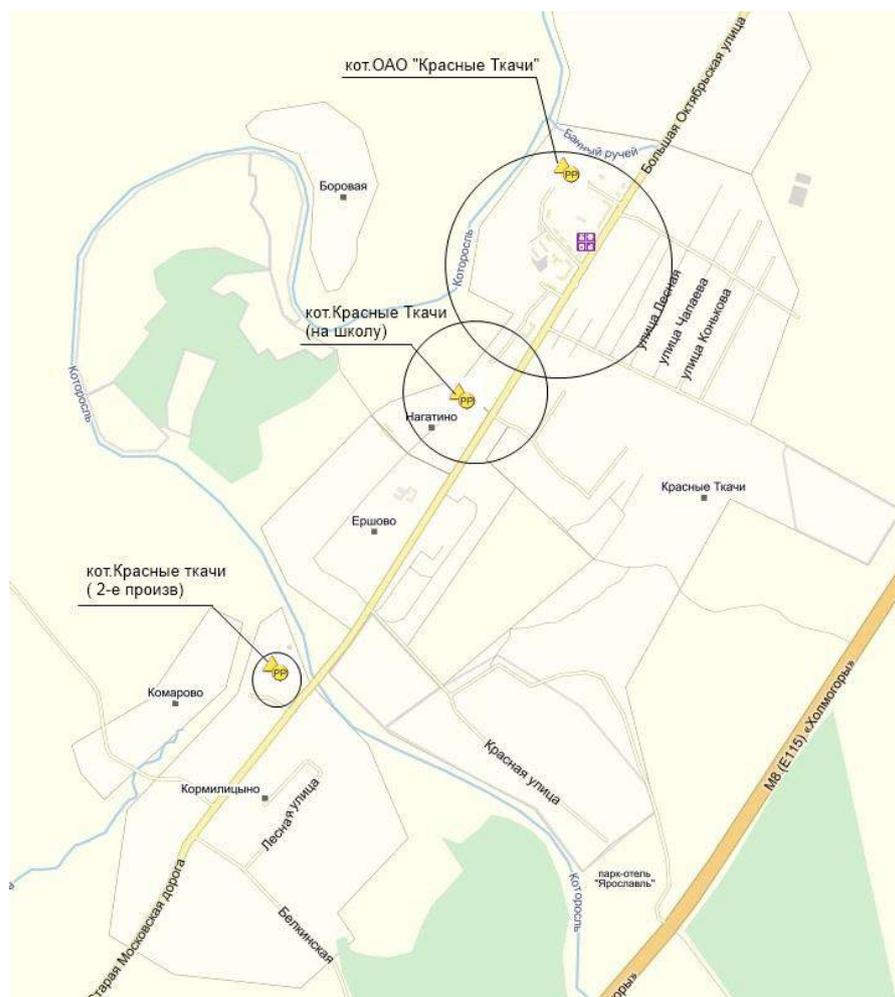


Рисунок 2.2 Радиус эффективного теплоснабжения котельных в п. Красные Ткачи

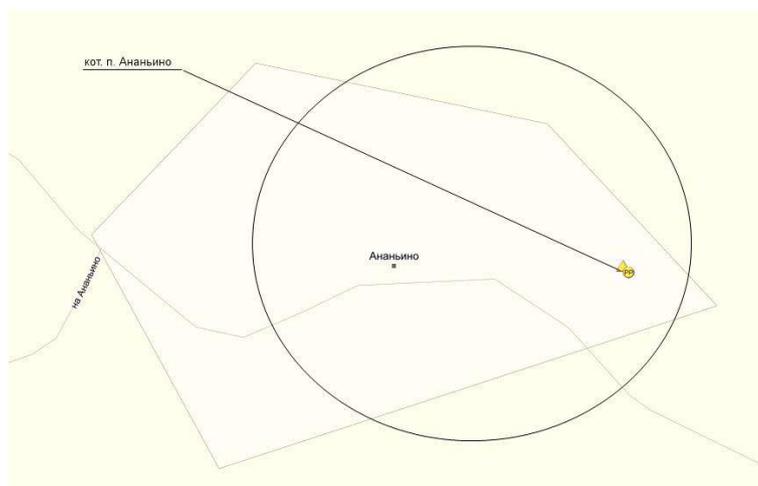


Рисунок 2.3 Радиус эффективного теплоснабжения котельной в п. Ананыно

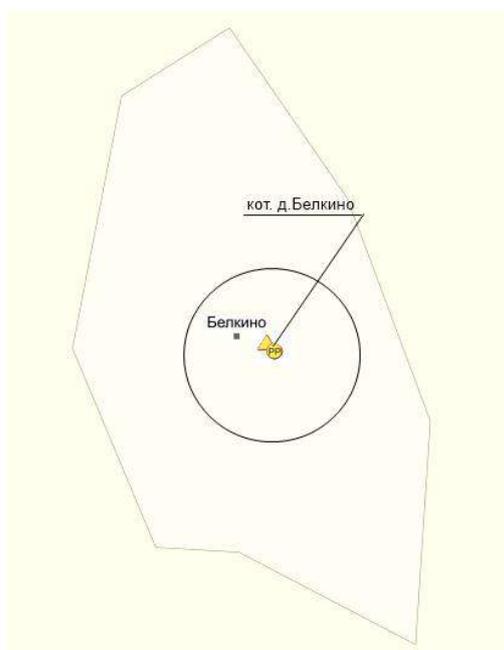


Рисунок 2.4 Радиус эффективного теплоснабжения котельной в д. Белкино

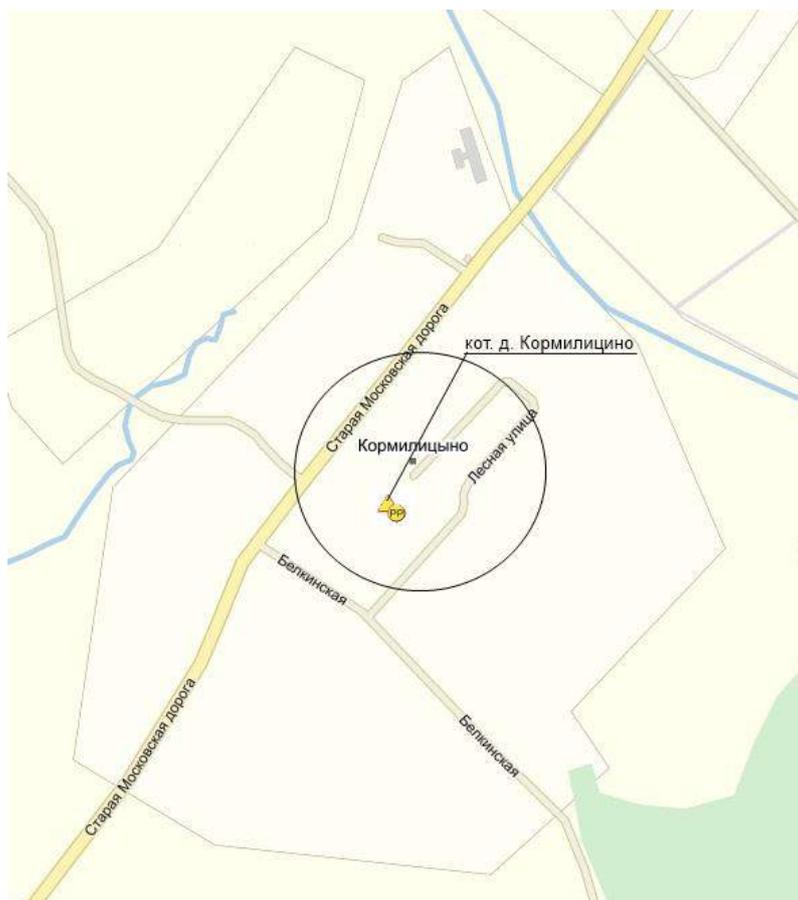


Рисунок 2.5 Радиус эффективного теплоснабжения котельной п. Белкино



Рисунок 2.6 Радиус эффективного теплоснабжения котельной пансионата ОАО «Ярославль».

2.2 Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.

Зоной действия большинства теплогенерирующих источников Карабихского сельского поселения является населенный пункт, на территории которого расположен источник.

Основным типом системы теплоснабжения жилого фонда и общественно-административных потребителей наиболее крупных поселений – централизованный.

В п. Дубки и п. Щедрино, на настоящий момент отапливаемых от ТЭЦ-3 г. Ярославля, планируется строительство местных тепловых источников, а именно автономных газовых блочно-модульных котельных.

В связи с развитием отдельных населенных пунктов Карабихского сельского поселения, ростом его населения, строительства и реконструкцией существующих коммунально-бытовых, общественно-административных потребителей выполнен расчет теплоснабжения всеми потребителями по всем видам использования тепловой энергии.

Перспективная зона действия центральных систем теплоснабжения и индивидуальных источников тепловой энергии покрывает все объекты, находящиеся на схеме поселения.

2.4 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии.

2.4.1 Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной д. Карабиха ЯЦРБ.

- Установленная тепловая мощность основного оборудования – 2,89 Гкал/ч;

- Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии (снижается в результате снижения КПД котлов в процессе их эксплуатации): 2,7455 Гкал/ч;

- Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды – 0,1012 Гкал/ч;

- Тепловая мощность источника нетто – 2,7888 Гкал/ч;

- Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями – 0,4335 Гкал/ч;

- Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей – 0 Гкал/ч.

- Тепловая нагрузка потребителей – 2,0 Гкал/ч.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной д. Карабиха ЯЦРБ представлены в Таблице 2.4.1 .

Таблица 2.4.1 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной д. Карабиха ЯЦРБ

	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2027 гг.
Установленная тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89
Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии, Гкал/ч	2,7455	2,7455	2,7455	2,7455	2,7455	2,7455
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,01012	0,01012	0,01012	0,01012	0,01012	0,01012
Тепловая мощность источника нетто, Гкал/ч	2,7888	2,7888	2,7888	2,7888	2,7888	2,7888
Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями, Гкал/ч	0,4335	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	2,0	2,36575	2,36575	2,36575	2,36575	2,36575
Дефицит/резерв тепловой мощности источника теплоснабжения, Гкал/ч	0,3553	-0,02695	-0,02695	-0,02695	-0,02695	-0,02695

2.4.2 Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной д. Карабиха (школа).

- Установленная тепловая мощность основного оборудования – 0,86 Гкал/ч;
- Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии (снижается в результате снижения КПД котлов в процессе их эксплуатации): 0,817 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды – 0,0301 Гкал/ч;
- Тепловая мощность источника нетто – 0,7869 Гкал/ч;
- Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями – 0,172 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей – 0 Гкал/ч.
- Тепловая нагрузка потребителей – 0,4471 Гкал/ч.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной д. Карабиха (школа) представлены в Таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной д. Карабиха (школа)

	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2027гг.
Установленная тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии, Гкал/ч	0,817	0,817	0,817	0,817	0,817	0,817
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0301	0,0301	0,0301	0,0301	0,0301	0,0301
Тепловая мощность источника нетто, Гкал/ч	0,7869	0,7869	0,7869	0,7869	0,7869	0,7869
Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями, Гкал/ч	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172
Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,4471	0,4471	0,4471	0,4471	0,4471	0,4471
Дефицит/резерв тепловой мощности источника теплоснабжения, Гкал/ч	0,1678	0,1678	0,1678	0,1678	0,1678	0,1678

2.4.3 Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной п. Красные Ткачи (на школу).

- Установленная тепловая мощность основного оборудования – 2,4 Гкал/ч;
- Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии (снижается в результате снижения КПД котлов в процессе их эксплуатации): 2,28 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды – 0,0828 Гкал/ч;
- Тепловая мощность источника нетто – 2,1972 Гкал/ч;
- Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями – 0,4973 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей – 0 Гкал/ч.
- Тепловая нагрузка потребителей – 1,5 Гкал/ч.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной п. Красные Ткачи представлены в Таблице 2.4.3 .

Таблица 2.4.3 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной п. Красные Ткачи (на школу)

	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2027гг.
Установленная тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	0
Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии, Гкал/ч	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	0
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0828	0,0828	0,0828	0,0828	0,0828	0
Тепловая мощность источника нетто, Гкал/ч	2,1972	2,1972	2,1972	2,1972	2,1972	0
Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями, Гкал/ч	0,4973	0,4973	0,4973	0,4973	0,4973	0
Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0
Дефицит/резерв тепловой мощности источника теплоснабжения, Гкал/ч	0,1999	0,1999	0,1999	0,1999	0,1999	0

2.4.4 Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной п. Красные Ткачи (второе производство).

- Установленная тепловая мощность основного оборудования – 2,42 Гкал/ч;
- Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии (снижается в результате снижения КПД котлов в процессе их эксплуатации): 2,299 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды – 0,0813 Гкал/ч;
- Тепловая мощность источника нетто – 2,2177 Гкал/ч;
- Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями – 0,6336 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей – 0 Гкал/ч;
- Тепловая нагрузка потребителей – 0,7 Гкал/ч.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной п. Красные Ткачи (второе производство) представлены в Таблице 2.4.4 .

Таблица 2.4.4 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной п. Красные Ткачи (второе производство)

	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2027гг.
Установленная тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии, Гкал/ч	2,299	2,299	2,299	2,299	2,299	2,299
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0813	0,0813	0,0813	0,0813	0,0813	0,0813
Тепловая мощность источника нетто, Гкал/ч	2,2177	2,2177	2,2177	2,2177	2,2177	2,2177
Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями, Гкал/ч	0,6336	0,6336	0,6336	0,6336	0,6336	0,6336
Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Дефицит/резерв тепловой мощности источника теплоснабжения, Гкал/ч	0,8841	0,8841	0,8841	0,8841	0,8841	0,8841

2.4.5 Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной ОАО «Красные Ткачи».

- Установленная тепловая мощность основного оборудования – 23,56 Гкал/ч;
- Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии (снижается в результате снижения КПД котлов в процессе их эксплуатации): 22,382 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды – 0,8246 Гкал/ч;
- Тепловая мощность источника нетто – 21,5574 Гкал/ч;
- Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями – 1,528 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей – 0 Гкал/ч.
- Тепловая нагрузка потребителей – 7,64 Гкал/ч.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной ОАО «Красные Ткачи» представлены в Таблице 2.4.5 .

Таблица 2.4.5 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной ОАО «Красные Ткачи»

	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2027гг.
Установленная тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч	23,56	23,56	23,56	23,56	23,56	23,56
Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии, Гкал/ч	22,382	22,382	22,382	22,382	22,382	22,382
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,8246	0,8246	0,8246	0,8246	0,8246	0,8246
Тепловая мощность источника нетто, Гкал/ч	21,5574	21,5574	21,5574	21,5574	21,5574	21,5574
Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями, Гкал/ч	1,528	1,601	1,64	1,94	1,94	1,94
Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	7,64	8,00575	8,2009	9,7009	9,7009	9,7009
Дефицит/резерв тепловой мощности источника теплоснабжения, Гкал/ч	12,3894	11,95065	11,7165	9,9165	9,9165	9,9165

2.4.6 Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной п. Ананьино:

- Установленная тепловая мощность основного оборудования – 7,8 Гкал/ч;
- Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии (снижается в результате снижения КПД котлов в процессе их эксплуатации): 7,41 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды – 0,273 Гкал/ч;
- Тепловая мощность источника нетто – 7,137 Гкал/ч;
- Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями – 1,56 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей – 0 Гкал/ч.
- Тепловая нагрузка потребителей – 1,4467 Гкал/ч.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной п. Ананьино представлены в Таблице 2.4.6.

Таблица 2.4.6 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной п. Ананьино

	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2027гг.
Установленная тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии, Гкал/ч	7,41	7,41	7,41	7,41	7,41	7,41
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,273	0,273	0,273	0,273	0,273	0,273
Тепловая мощность источника нетто, Гкал/ч	7,137	7,137	7,137	7,137	7,137	7,137
Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями, Гкал/ч	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56
Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	1,4467	1,4467	1,4467	1,4467	1,4467	1,4467
Дефицит/резерв тепловой мощности источника теплоснабжения, Гкал/ч	4,1303	4,1303	4,1303	4,1303	4,1303	4,1303

2.4.7 Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной п. Белкино.

- Установленная тепловая мощность основного оборудования – 0,241 Гкал/ч;
- Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии (снижается в результате снижения КПД котлов в процессе их эксплуатации): 0,229 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды – 0,0084 Гкал/ч;
- Тепловая мощность источника нетто – 0,2326 Гкал/ч;
- Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями – 0,0482 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей – 0 Гкал/ч.
- Тепловая нагрузка потребителей – 0,2129 Гкал/ч.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной п. Белкино представлены в Таблице 2.4.7.

Таблица 2.4.7 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной п. Белкино

	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2027гг.
Установленная тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241
Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии, Гкал/ч	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229	0,229
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0084	0,0084	0,0084	0,0084	0,0084	0,0084
Тепловая мощность источника нетто, Гкал/ч	0,2326	0,2326	0,2326	0,2326	0,2326	0,2326
Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями, Гкал/ч	0,0482	0,0482	0,0482	0,0482	0,0482	0,0482
Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,2129	0,2129	0,2129	0,2129	0,2129	0,2129
Дефицит/резерв тепловой мощности источника теплоснабжения, Гкал/ч	-0,0285	-0,0285	-0,0285	-0,0285	-0,0285	-0,0285

2.4.8 Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной д. Кормилицино.

- Установленная тепловая мощность основного оборудования – 0,67 Гкал/ч;

- Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии (снижается в результате снижения КПД котлов в процессе их эксплуатации): 0,6365 Гкал/ч;

- Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды – 0,0111 Гкал/ч;

- Тепловая мощность источника нетто – 0,6254 Гкал/ч;

- Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями – 0,1227 Гкал/ч;

- Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей – 0 Гкал/ч.

- Тепловая нагрузка потребителей – 0,57 Гкал/ч.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной д. Кормилицино представлены в Таблице 2.4.8.

Таблица 2.4.8 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной д. Кормилицино

	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2027гг.
Установленная тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии, Гкал/ч	0,6365	0,6365	0,6365	0,6365	0,6365	0,6365
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0111	0,0111	0,0111	0,0111	0,0111	0,0111
Тепловая мощность источника нетто, Гкал/ч	0,6254	0,6254	0,6254	0,6254	0,6254	0,6254
Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями, Гкал/ч	0,1227	0,1227	0,1227	0,1227	0,1227	0,1227
Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
Дефицит/резерв тепловой мощности источника теплоснабжения, Гкал/ч	-0,0673	-0,0673	-0,0673	-0,0673	-0,0673	-0,0673

2.4.9 Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки от ТЭЦ-3 г. Ярославль на п. Дубки.

- Установленная тепловая мощность основного оборудования – 1665 Гкал/ч;
- Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями – 0,85 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей – 0 Гкал/ч.
- Тепловая нагрузка потребителей – 81,5737 Гкал/ч.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки от ТЭЦ-3 г. Ярославль на п. Дубки представлены в Таблице 2.4.9.

Таблица 2.4.9 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки от ТЭЦ-3 г. Ярославль на п. Дубки

	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2027гг.
Установленная тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч	1665	1665	1665	1665	1665	1665
Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями, Гкал/ч	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	81,5737	81,5737	81,5737	81,5737	81,5737	81,5737

2.4.10 Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки от ТЭЦ-3 г. Ярославль на п. Щедрино.

- Установленная тепловая мощность основного оборудования – 1665 Гкал/ч;
- Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями – 0,9 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей – 0 Гкал/ч.
- Тепловая нагрузка потребителей – 4,5868 Гкал/ч.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки от ТЭЦ-3 г. Ярославль на п. Щедрино представлены в Таблице 2.4.10.

Таблица 2.4.10 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки от ТЭЦ-3 г. Ярославль на п. Щедрино

	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2027гг.
Установленная тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч	1665	1665	1665	1665	1665	1665
Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями, Гкал/ч	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	4,5868	4,5868	4,5868	4,5868	4,5868	4,5868

2.4.11 Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной ОАО пансионат «Ярославль».

- Установленная тепловая мощность основного оборудования – 5,33 Гкал/ч;
- Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии (снижается в результате снижения КПД котлов в процессе их эксплуатации): 5,0635 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды – 0,18655 Гкал/ч;
- Тепловая мощность источника нетто – 4,87695 Гкал/ч;
- Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями – 1,066 Гкал/ч;
- Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей – 0 Гкал/ч.
- Тепловая нагрузка потребителей – 1,8 Гкал/ч.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной ОАО пансионат «Ярославль» в Таблице 2.4.11.

Таблица 2.4.11 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной ОАО пансионат «Ярославль»

	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017-2027гг.
Установленная тепловая мощность основного оборудования, Гкал/ч	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33
Располагаемая мощность основного оборудования источников тепловой энергии, Гкал/ч	5,0635	5,0635	5,0635	5,0635	5,0635	5,0635
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,18655	0,18655	0,18655	0,18655	0,18655	0,18655
Тепловая мощность источника нетто, Гкал/ч	4,87695	4,87695	4,87695	4,87695	4,87695	4,87695
Потери тепловой энергии при ее передаче тепловыми сетями, Гкал/ч	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066
Затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	0	0	0	0	0	0
Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Дефицит/резерв тепловой мощности источника теплоснабжения, Гкал/ч	2,01095	2,01095	2,01095	2,01095	2,01095	2,01095

Анализ данных таблиц показывает, что установленная мощность котельных в п.Ананьино и пансионата ОАО «Ярославль» значительно превышает потребность в теплоте потребителей, имеется значительный запас по тепловой мощности источников тепловой энергии и по пропускной способности тепловых сетей. В п. Кормилицино и п. Белкино наблюдается дефицит тепловой энергии. На котельной д. Карабиха ЯЦРБ дефицит тепловой энергии возникнет в 2013 году после планируемого присоединения детского сада.

РАЗДЕЛ 3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

3.1 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей.

Водоподготовительных установок на тепловых источниках Карабихского сельского поселения не предусмотрено. В связи с закрытой схемой работы теплопотребляющих установок потребителей сетевая вода не расходуется.

3.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.

Потери теплоносителя обосновываются только аварийными утечками. Разбор теплоносителя потребителями отсутствует. Таким образом, при безаварийном режиме работы количество теплоносителя возвращенного равно количеству теплоносителя отпущенного в тепловую сеть.

РАЗДЕЛ 4. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

4.1 Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии.

Существующие и планируемые к подключению на период до 2027 г. тепловые нагрузки системы теплоснабжения Карабихского сельского поселения находятся в зоне действия существующих котельных, однако, в п. Дубки и п. Щедрино их удаление от источника (ТЭЦ-3 г. Ярославля) превышает эффективный радиус передачи теплоты. В связи с этим рекомендуется строительство новых автономных газовых блочно-модульных котельных в этих поселках на обеспечение тепловых нагрузок непромышленных зданий.

Теплоснабжение отдаленной от существующей тепловой схемы перспективной застройки рекомендуется от автономных 2-х-контурных газовых котлов либо блочно-модульных котельных.

4.2 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.

Карабихским сельским поселением рассматривается перспектива подключения тепловой нагрузки от котельной Красные Ткачи (на школу) к котельной ОАО «Красные Ткачи», путем прокладки около 1000 п.м. теплопровода, с последующим закрытием котельной Красные Ткачи (на школу). В связи с этим рекомендуется провести реконструкцию насосного оборудования котельной.

Кроме этого, при условии планируемого подключения детского сада к котельной д. Карабиха ЯЦРБ, необходимо увеличение установленной мощности котельной для

покрытия возникающего дефицита тепловой нагрузки. На данной котельной рекомендуется замена одного из существующих котельных агрегатов на более мощный.

По остальным котельным выполнять мероприятия по реконструкции, кроме предложенных в п. 4.3 настоящего документа, для покрытия перспективных тепловых нагрузок нет необходимости.

4.3 Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.

Генеральным планом Карабихского сельского поселения установлено, что все поселения, имеющие тепловые источники централизованного теплоснабжения, обеспечены природным газом, либо имеется перспектива подключения к сетям природного газа в расчетный срок составления Генплана (до 2026 года). Таким образом, на негазифицированных котельных, а именно:

- котельная п. Белкино (основное топливо – уголь);
- котельная п. Кормилицино (основное топливо – уголь);
- котельная Красные Ткачи (на школу) при условии дальнейшего использования ее в качестве источника тепловой энергии (основное топливо – мазут);
- котельная Красные Ткачи (второе производство) (основное топливо – мазут);

при наличии возможности рекомендуется выполнить реконструкцию с целью перевода котельных агрегатов на природный газ. Это позволит снизить затраты на производство тепловой энергии, увеличить срок эксплуатации основного оборудования, повысить эффективность и надежность работы источников теплоснабжения.

Комплектация предлагаемых котельных должна включать в себя:

- не менее двух котлов равной мощности, для обеспечения технического резерва;
- насосное оборудование, так же с обеспечением технического резерва;
- водоподготовительную установку;
- узлы учета потребляемого топлива, холодной воды, отпущенной тепловой энергии.

Существующие располагаемые напоры в точках присоединения тепловых сетей п. Дубки и п. Щедрино к сетям ТЭЦ-3 г. Ярославль недостаточны для обеспечения надежного и качественного теплоснабжения. Необходимо увеличить располагаемые напоры на 10-20 м.вод.ст.

4.4 Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе.

В связи с наличием резерва по всем основным тепловым источникам Карабихского сельского поселения, вновь возводимые объекты жилого фонда и соцкультбыта рекомендуется присоединять к существующим котельным.

Генеральным планом Карабихского сельского поселения предусмотрено строительство в п. Красные Ткачи детского сада отапливаемой площадью – 2534,6 м², тепловой нагрузкой 0,36575 Гкал/час и Физкультурно-Оздоровительного Комплекса отапливаемой площадью – 1368 м², тепловой нагрузкой – 0,195145 Гкал/час рекомендуется присоединить к котельной ОАО «Красные Ткачи». В д. Карабиха – детского сада отапливаемой площадью – 2534,6 м², тепловой нагрузкой 0,36575 Гкал/час – к котельной д. Карабиха ЯЦРБ (с учетом реконструкции), так же Генеральным планом рекомендовано открытие нового почтового отделения связи и отделения банка в зоне действия существующих источников тепловой энергии.

На предполагаемое подключение тепловой нагрузки от котельной Красные Ткачи (на школу) к котельной ОАО «Красные Ткачи», путем прокладки около 1000 п.м. теплопровода, с последующим закрытием котельной Красные Ткачи (на школу) необходимо выполнить технико-экономический расчет по выбору варианта обоснованности теплоснабжения.

4.5 Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

В соответствии с Генеральным планом Карабихского сельского поселения переоборудование котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не предусмотрено.

4.6 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы.

В соответствии с Генеральным планом Карабихского сельского поселения, а так же отсутствием на его территории источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, меры по переводу существующих теплогенерирующих источников в пиковый режим не предусмотрены.

4.7 Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии.

Решение о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, заключается в необходимости загрузки существующих котельных.

Представленные в таблице 4.7.1 данные по установленной мощности и максимальной подключенной нагрузке свидетельствуют о недостаточной загрузке некоторых источников. Так как по ныне действующей методике определения мощности котельных резервирование (кроме технического) не предусматривается, то эксплуатация следующих котельных неэкономична.

Таблица 4.7.1 Решение о загрузке источников тепловой энергии.

Источник тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/час	Присоединенная нагрузка, Гкал/час	Предложение по загрузке, Гкал/час (%) .
котельная д. Карабиха (школа)	0,86	0,4471	0,15 (17%)
котельная п. Красные Ткачи (на школу)	2,4	1,5	0,2 (8%)
котельная п. Красные Ткачи (второе производство)	2,42	0,7	0,8 (33%)
котельная п. Ананьино	7,8	1,4467	4,0 (51%)
котельная ОАО пансионат «Ярославль»	5,33	1,8	2,0 (38%)

4.8 Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценку затрат при необходимости его изменения.

Все существующие на территории Карабихского сельского поселения котельные в настоящий момент работают по единому температурному графику – 95/70⁰С. Изменение температурного графика не целесообразно.

В соответствии с действующим законодательством оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии разрабатывается для каждого источника тепловой энергии в системе теплоснабжения в процессе проведения энергетического обследования (энергоаудита) источника тепловой энергии, тепловых сетей, потребителей тепловой энергии и т.д.

В таблице 4.8.1 приведен рекомендуемый график зависимости температуры теплоносителя от среднесуточной температуры наружного воздуха, для котельных п. Ананьино, вторичный контур от ТЭЦ-3 п. Дубки и п. Щедрино Карабихского сельского поселения, а на рисунке 4.8.1 его графическое представление.

Таблица 4.8.1 Температурный график 95/70⁰С

T _{нар} , °С	T _{вн} , °С	T ₁ , °С	T ₂ , °С
10	20,0	70,0	59,1
9	20,0	70,0	58,9
8	20,0	70,0	58,7
7	20,0	70,0	58,5
6	20,0	70,0	58,3
5	20,0	70,0	58,0
4	20,0	70,0	57,8
3	20,0	70,0	57,6
2	20,0	70,0	57,4
1	20,0	70,0	57,2
0	20,0	70,0	57,0
-1	20,0	70,0	56,8
-2	20,0	70,0	56,6
-3	20,0	70,0	56,4
-4	20,0	70,0	56,2
-5	20,0	70,0	56,0
-6	20,0	70,0	55,8
-7	20,0	70,0	55,6
-8	20,0	70,0	55,3
-9	20,0	70,0	55,1
-10	20,0	70,0	54,9

T _{нар} , °С	T _{вн} , °С	T ₁ , °С	T ₂ , °С
-11	20,0	69,6	54,4
-12	20,0	70,9	55,2
-13	20,0	72,2	56,0
-14	20,0	73,5	56,9
-15	20,0	74,8	57,7
-16	20,0	76,1	58,5
-17	20,0	77,4	59,3
-18	20,0	78,7	60,1
-19	20,0	80,0	60,9
-20	20,0	81,3	61,7
-21	20,0	82,5	62,4
-22	20,0	83,8	63,2
-23	20,0	85,1	64,0
-24	20,0	86,3	64,8
-25	20,0	87,6	65,5
-26	20,0	88,8	66,3
-27	20,0	90,1	67,0
-28	20,0	91,3	67,8
-29	20,0	92,5	68,5
-30	20,0	93,8	69,3
-31	20,0	95	70

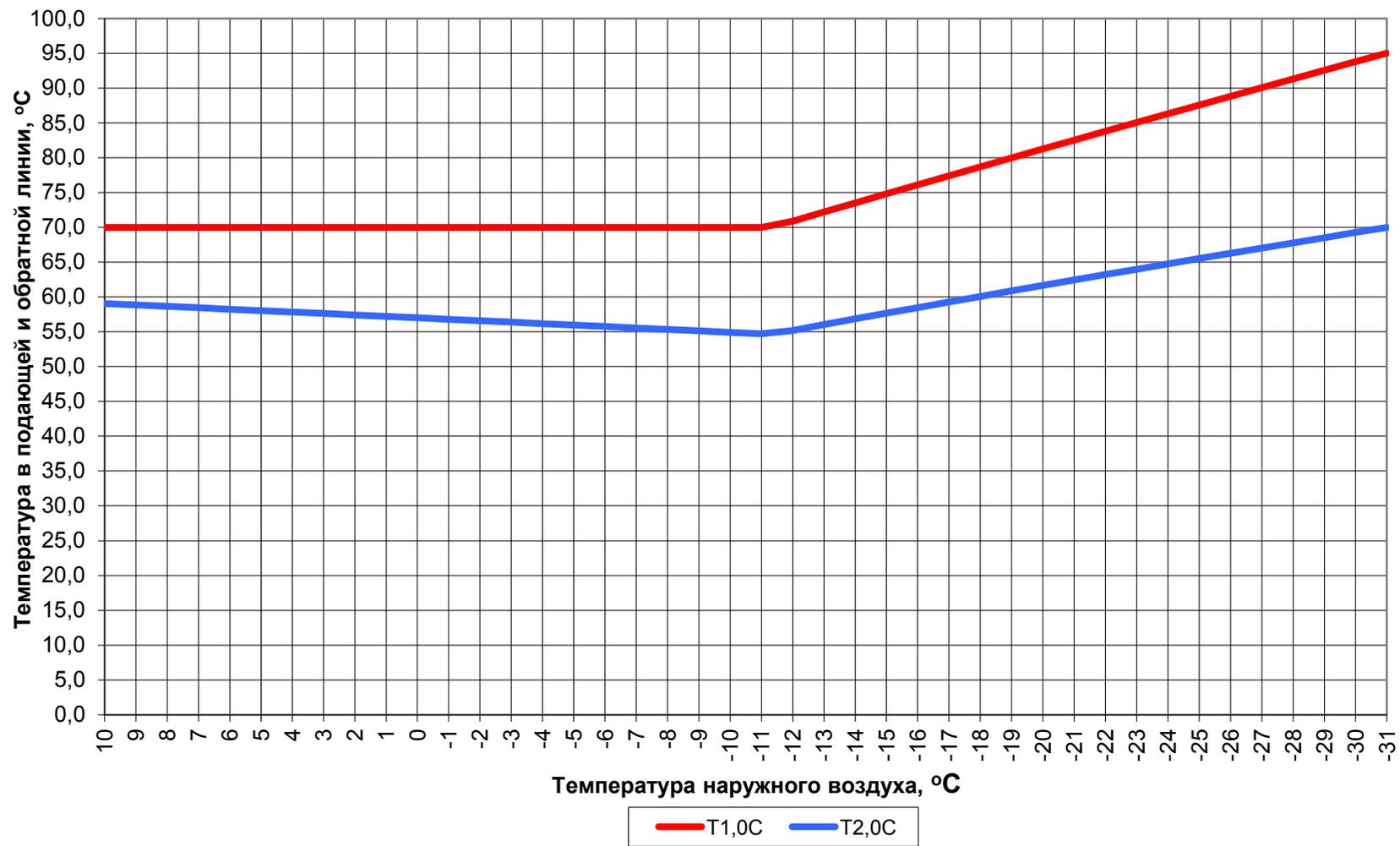


Рисунок 4.8.1 Температурный график 95/70°C

В таблице 4.8.2 приведен рекомендуемый график зависимости температуры теплоносителя от среднесуточной температуры наружного воздуха, для котельных д. Карабиха (ЯЦРБ), д. Карабиха (школа), п. Красные Ткачи (на школу), п. Красные Ткачи (2-ое производство), Красные Ткачи, п. Белкино Карабихского сельского поселения, а на рисунке 4.8.2 его графическое представление.

Таблица 4.8.2 Температурный график 95/70⁰С

T _{нар} , °С	T _{вн} , °С	T ₁ , °С	T ₂ , °С
10	20,0	39,4	34,5
9	20,0	41,0	35,6
8	20,0	42,6	36,7
7	20,0	44,1	37,8
6	20,0	45,7	38,8
5	20,0	47,2	39,8
4	20,0	48,6	40,8
3	20,0	50,1	41,8
2	20,0	51,6	42,8
1	20,0	53,0	43,7
0	20,0	54,5	44,7
-1	20,0	55,9	45,6
-2	20,0	57,3	46,5
-3	20,0	58,7	47,4
-4	20,0	60,1	48,3
-5	20,0	61,5	49,2
-6	20,0	62,8	50,1
-7	20,0	64,2	51,0
-8	20,0	65,5	51,8
-9	20,0	66,9	52,7
-10	20,0	68,2	53,5

T _{нар} , °С	T _{вн} , °С	T ₁ , °С	T ₂ , °С
-11	20,0	69,6	54,4
-12	20,0	70,9	55,2
-13	20,0	72,2	56,0
-14	20,0	73,5	56,9
-15	20,0	74,8	57,7
-16	20,0	76,1	58,5
-17	20,0	77,4	59,3
-18	20,0	78,7	60,1
-19	20,0	80,0	60,9
-20	20,0	81,3	61,7
-21	20,0	82,5	62,4
-22	20,0	83,8	63,2
-23	20,0	85,1	64,0
-24	20,0	86,3	64,8
-25	20,0	87,6	65,5
-26	20,0	88,8	66,3
-27	20,0	90,1	67,0
-28	20,0	91,3	67,8
-29	20,0	92,5	68,5
-30	20,0	93,8	69,3
-31	20,0	95	70

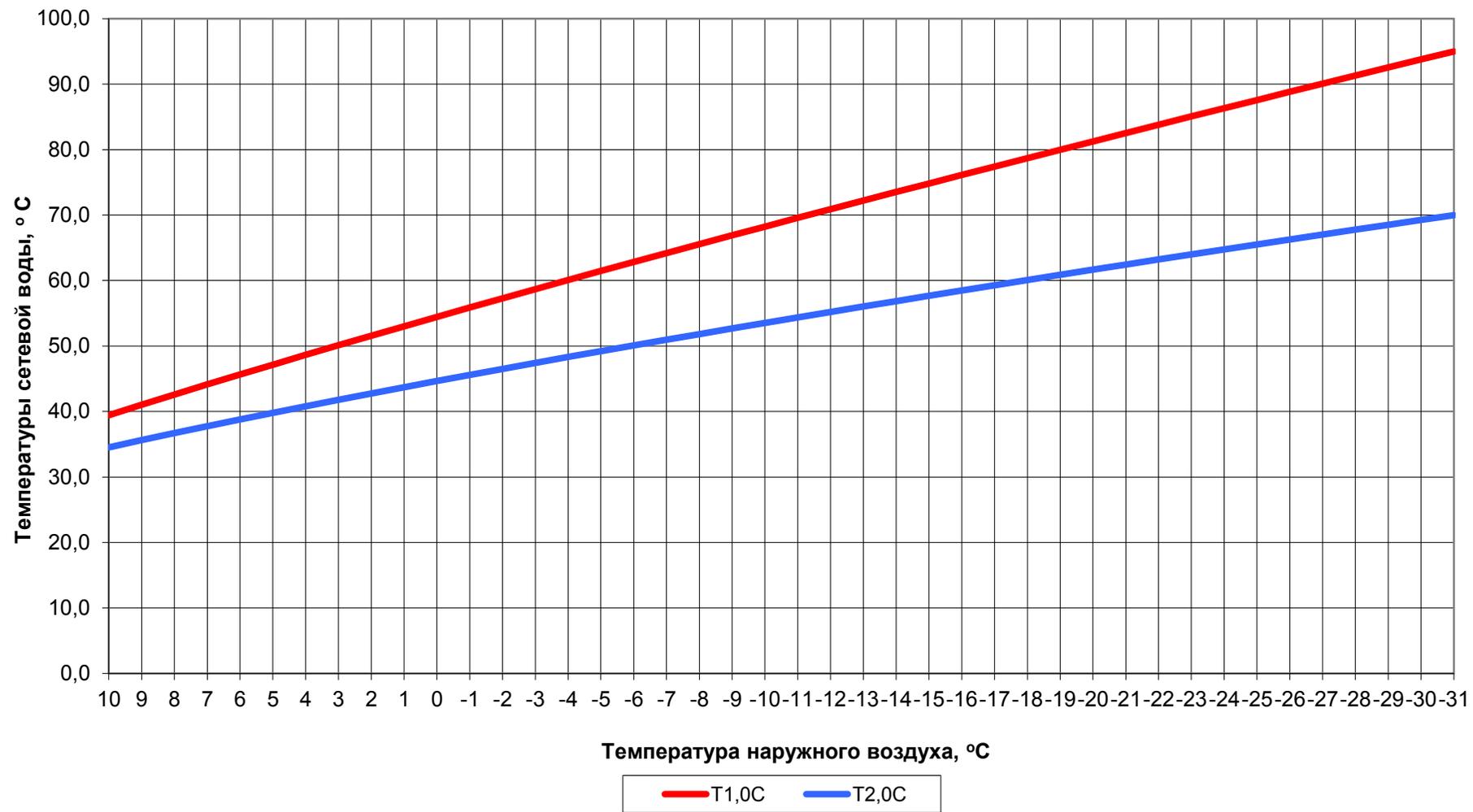


Рисунок 4.8.2 Температурный график 95/70⁰C

4.9 Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей.

В таблице 4.9.1 представлены предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии.

Таблица 4.9.1 предложения по перспективной установленной тепловой мощности

Источник тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/час	Перспективная тепловая мощность, Гкал/час
Котельная д. Карабиха ЯЦРБ	2,89	3,0 (2013 г.)
Котельная д. Карабиха (школа)	0,86	0,86
Котельная п. Красные Ткачи	2,4	0 (2016 г.)
Котельная п. Красные Ткачи (второе производство)	2,42	2,42
Котельная ОАО «Красные Ткачи»	23,56	16,0109 (2013г.)
Котельная п. Ананьино	7,8	7,8
Котельная п. Белкино	0,241	0,3 (2013 г.)
Котельная д. Кормилицино	0,67	0,8 (2013 г.)
ТЭЦ-3 г. Ярославль на п. Дубки (не производственные)	1665	13,5 (2014 г.)
ТЭЦ-3 г. Ярославль на п. Щедрино	1665	6,0 (2016 г.)
Котельная ОАО пансионат «Ярославль»	5,33	5,33

РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

5.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов).

В п. Кормилицино и п. Белкино наблюдается дефицит тепловой энергии, но из-за удаленного нахождения потребителей от источников с резервом тепловой мощности перераспределение этого резерва не эффективно.

На других источниках тепловой энергии на территории Карабихского сельского поселения зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, не выявлено.

5.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку.

Для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки Карабихского сельского поселения рекомендуется выполнить прокладку новых тепловых сетей от существующих магистральных трубопроводов.

При новом строительстве теплопроводов рекомендуется применять предизолированные трубопроводы в пенополиуретановой (ППУ) изоляции.

Величину диаметра трубопровода, способ прокладки и т.д. необходимо определить в ходе наладочного гидравлического расчета по каждому факту предполагаемого подключения.

5.3 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

На территории Карабихского сельского поселения условия, при которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения отсутствуют.

5.4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения.

На территории Карабихского сельского поселения есть необходимость в реконструкции существующих тепловых сетей. По основным котельным имеются сверхнормативные выработанные тепловые потери в тепловых сетях – порядка 20%.

Сверхнормативные потери тепла в сетях свидетельствуют о низком термическом сопротивлении тепловой изоляции.

Рекомендуется при новом строительстве и реконструкции существующих теплопроводов применять предизолированные трубопроводы в пенополиуретановой (ППУ) изоляции. Для сокращения времени устранения аварий на тепловых сетях и снижения выбросов теплоносителя в атмосферу и др. последствий, неразрывно связанных с авариями на теплопроводах, рекомендуется применять систему оперативно-дистанционного контроля (ОДК).

РАЗДЕЛ 6. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

В таблице 6.1 представлена сводная информация по существующему виду используемого, резервного и аварийного топлива, а так же расход основного топлива на покрытие тепловой нагрузки.

Таблица 6.1 Сводная информация по используемому топливу на теплогенерирующих источниках Карабахского сельского поселения.

Источник тепловой энергии	Вид используемого топлива	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, (кг/Гкал)	Резервный вид топлива	Аварийный вид топлива
Котельная д. Карабиха ЯЦРБ	Природный газ	155,1	Мазут	Не предусмотрен
Котельная д. Карабиха (школа)	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	Не предусмотрен
Котельная п. Красные Ткачи	Мазут	310,52	Не предусмотрен	Не предусмотрен
Котельная п. Красные Ткачи (второе производство)	Мазут	306,86	Не предусмотрен	Не предусмотрен
Котельная ОАО «Красные Ткачи»	Природный газ	155,1	Мазут	Не предусмотрен
Котельная п. Ананьино	Природный газ	155,1	Мазут	Не предусмотрен
Котельная п. Белкино	Уголь	218,44	Не предусмотрен	Не предусмотрен
Котельная д. Кормилицино	Уголь	218,44	Не предусмотрен	Не предусмотрен
ТЭЦ-3 на п. Дубки	Природный газ	155,1	Мазут	Не предусмотрен
ТЭЦ-3 на п. Щедрино	Природный газ	155,1	Мазут	Не предусмотрен
Котельная ОАО пансионат «Ярославль»	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	Не предусмотрен

В таблице 6.2 представлены перспективные топливные балансы.

Таблица 6.2 Перспективные топливные балансы.

Источник тепловой энергии	Вид рекомендуемого в перспективе топлива	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, (кг/Гкал)	Резервный вид топлива	Срок реализации перехода на рекомендуемый вид топлива.
Котельная д. Карабиха ЯЦРБ	Природный газ	155,1	Мазут	-
Котельная д. Карабиха (школа)	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	-
Котельная п. Красные Ткачи	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	2016 г.*
Котельная п. Красные Ткачи (второе производство)	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	2014-2015 гг.
Котельная ОАО «Красные Ткачи»	Природный газ	155,1	Мазут	
Котельная п. Ананьино	Природный газ	155,1	Мазут	
Котельная п. Белкино	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	2013-2014 гг.
Котельная д. Кормилицино	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	2013-2014 гг.
ТЭЦ-3 на п. Дубки	Природный газ	155,1	Мазут	
ТЭЦ-3 на п. Щедрино	Природный газ	155,1	Мазут	
Котельная ОАО пансионат «Ярославль»	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	

* - Перевод котельной п. Красные Ткачи (на школу) в 2016 г. на природный газ рекомендуется только в том случае, если котельная не будет выведена из работы к указанному сроку.

Анализ данных таблиц показывает, что перевод негазифицированных котельных приведет к снижению удельного расхода топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии, а также к снижению себестоимости отпускаемой энергии за счет уменьшения затрат на доставку, разгрузку, разогрев топлива, и т.п. Перевод источников тепловой энергии на природный газ позволит повысить качество отпускаемой тепловой энергии и надежность работы как самого теплогенерирующего источника, так и всей системы теплоснабжения в целом.

РАЗДЕЛ 7. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

7.1 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой.

По предварительной оценке величина необходимых инвестиций в строительство новой автономной газовой блочно-модульной котельной для объектов жилого фонда и соцкультбыта, расположенных в п. Дубки составляет порядка 20 млн.рублей, в п. Щедрино – 12 млн.рублей в ценах 2012 года.

Необходимое количество инвестиций для реконструкции и поддержания работоспособности существующих теплогенерирующих источников Карабихского сельского поселения оценивается порядка 8 млн. рублей в год в ценах 2012 года.

Объем инвестиций необходимо уточнять по факту принятия решения о строительстве или реконструкции каждого объекта в индивидуальном порядке.

7.2 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов.

По предварительной оценке величина необходимых инвестиций в строительство новой теплотрассы между котельной ОАО «Красные Ткачи» и котельной Красные ткачи (на школу) протяженностью 1000 п.м составляет порядка 10 млн.рублей в ценах 2012 года.

Необходимое количество инвестиций для реконструкции и поддержания работоспособности существующих тепловых сетей Карабихского сельского поселения оценивается порядка 6 млн.рублей в год в ценах 2012 года.

Объем инвестиций необходимо уточнять по факту принятия решения о строительстве или реконструкции каждого объекта в индивидуальном порядке.

7.3 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.

В настоящий момент изменение существующего температурного графика не рекомендуется. Изменение температурного графика потребует в случае строительства автономных газовых блочно-модульных котельных для объектов жилого фонда и соцкультбыта в п. Дубки и п. Щедрино с графика 150/70°С от ТЭЦ-3 на график 95/70°С. В этом случае необходимо проведение наладочного гидравлического расчета режима работы системы теплоснабжения, с последующим внедрением результатов расчетов, при внесении изменений в схему теплоснабжения теплогенерирующего источника. Ориентировочная величина необходимых инвестиций – 1 млн.рублей.

РАЗДЕЛ 8. РЕШЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)

Теплоснабжение жилой и общественной застройки на территории Карабихского сельского поселения осуществляется по смешанной схеме.

Основная часть многоквартирного жилого фонда, крупные общественные здания, некоторые производственные и коммунально-бытовые предприятия подключены к централизованной системе теплоснабжения, которая состоит из котельных и тепловых сетей.

Индивидуальная жилая застройка и часть мелких общественных и коммунально-бытовых потребителей оборудованы автономными газовыми теплогенераторами, негазифицированная застройка – печами на твердом топливе.

Для горячего водоснабжения потребителей используются проточные газовые водонагреватели, двухконтурные отопительные котлы и электрические водонагреватели.

Все источники тепловой энергии и тепловые сети являются собственностью Ярославского муниципального района. ОАО ЖКХ "Заволжье" в лице ген. директора Чернышова Дмитрия Владимировича является основным поставщиком тепловой энергии на территории Карабихского сельского поселения на праве аренды имеющегося на балансе Ярославского муниципального района оборудования.

РАЗДЕЛ 9. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения отсутствует. Источники тепловой энергии между собой технологически не связаны.

РАЗДЕЛ 10. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

В настоящее время на территории Карабихского сельского поселения бесхозяйных тепловых сетей не выявлено.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

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

Часть 1 Функциональная структура теплоснабжения.

Генеральной теплоснабжающей организацией на территории Карабихского сельского поселения является ОАО ЖКХ "Заволжье" в лице ген. директора Чернышова Дмитрия Владимировича. Зона деятельности и эксплуатационной ответственности распространяется на весь коммунальный комплекс.

Зона действия теплоснабжающей организации соответствует зоне действия источника тепловой энергии и представлена в части 4 настоящего документа.

Часть 2 Источники тепловой энергии.

2.1 Система теплоснабжения от котельной д.Карабиха (ЯЦРБ).

Котельная в д. Карабиха (ЯЦРБ) осуществляет покрытие тепловых нагрузок на отопление и вентиляцию потребителей д. Карабиха, работает на природном газе. Резервное топливо - мазут. Общая установленная мощность котельной составляет 2,89 Гкал/час, подключенная нагрузка составляет 2,0 Гкал/час. Длина тепловых сетей в двухтрубном исполнении составляет 1327 м, средний диаметр – 81,85мм. Температурный график - 95/70⁰С. Система отпуска тепла – 2-х трубная, закрытая.

Котельная введена в эксплуатацию в 2007 г. Здание котельной одноэтажное, объём 469,3м³, площадь 105,46м².

Таблица 2.1.1 Сводная информация по котельной д. Карабиха (ЯЦРБ).

№ котельной	Адрес	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид топлива
д. Карабиха ЯЦРБ	150522, Яр. обл. Яр. р-н, п/о Красные Ткачи, д. Карабиха	2,89	2,0	Пр. газ

Таблица 2.1.2 Основное оборудование котельной д. Карабиха (ЯЦРБ).

Тип, марка котла	Год установки котла	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид осн. топлива	Вид рез. топлива
VITOPLEX-100SX1	2005	0.963	2.0	газ	мазут
VITOPLEX-100SX1	2005	0.963			
VITOPLEX-100SX1	2005	0.963			

Таблица 2.1.3 Насосное оборудование котельной д. Карабиха (ЯЦРБ).

Марка насоса, Производительность ,м3/час напор, м. вод. ст.	Эл/двигатель, кВт; обороты/мин	Количество
Насос сетевой – отопление NM-65/20CE Q= 75 м ³ /час, H=41 м	N=15	2
Сетевой насос котлового контура NM4-65/20AE Q=84м ³ /час, H=7,5 м - зимний режим	N=3,0	2
Насос циркуляционный котла VITOPLEX-100 SX1, UPS 32-120F Q=5,0 м ³ /час, H=10 м	N=0,4	3
Установка ГВС. Насос подачи NM-40/20CE Q=39.0 м ³ /час, H=24 м	N=4.0	2
Установка ГВС. Насос рециркуляционный UPSD 65-180F Q=33 м ³ /час, H=9 м	N=1.5	1
Сетевой насос котлового контура NR 100 AE Q=28 м ³ /час, H=7.5м – летний режим	N=1.5	1
Насос повысительный х.в. NM 32/12AE Q=10м ³ /час, H=21 м	N=1.1	1

Таблица 2.1.4 Теплообменное оборудование котельной д. Карабиха (ЯЦРБ).

Марка теплообменника	Количество
Теплообменник пластинчатый – отопление M15-BFG8. Q=1 Гкал/час	2
Теплообменник пластинчатый – ГВС, M6-FG. Q=250 кВт	2

2.2 Система теплоснабжения от котельной д.Карабиха (школа).

Котельная в д. Карабиха (школа) осуществляет покрытие тепловых нагрузок на отопление потребителей, работает на природном газе. Резервное топливо – дизельное. Общая установленная мощность котельной составляет 0,86 Гкал/час, подключенная нагрузка составляет 0,4471 Гкал/час. Длина тепловых сетей в двухтрубном исполнении составляет 1471 м, средний диаметр – 83,29мм. Температурный график - 95/70⁰С. Система отпуска тепла – 2-х трубная, закрытая.

Котельная введена в эксплуатацию в 1957 г. Здание котельной одноэтажное, кирпичное с ж/б перекрытиями, объём 615м³, площадь 137,1м².

Таблица 2.2.1 Сводная информация по котельной д. Карабиха (школа).

№ котельной	Адрес	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид топлива
д. Карабиха (школа)	150545, Яр. обл. Яр. р-н, п/о Красные Ткачи, д. Карабиха	0,86	0,4471	Пр. газ

Таблица 2.2.2 Основное оборудование котельной д. Карабиха (школа).

Тип, марка котла	Год установки котла	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид основного топлива	Вид резервного топлива
«Турботерм» ТТ-500	2007	0,43	0,4471	газ	диз. топливо
«Турботерм» ТТ-500	2007	0,43			

Таблица 2.2.3 Насосное оборудование котельной д. Карабиха (школа).

Марка насоса, производительность, м ³ /час напор, м. вод.ст.	Эл/двигатель, кВт; обороты/мин	Количество
Насос сетевой воды контура отопления ТР 80-240/2 «GRUNDFOS», Q=25м ³ /час, H=24 м.вод.ст.	N=5.5кВт, n=2930 об/мин	2
Насос сетевой воды котлового контура ТР 50-290/2 «GRUNDFOS», Q=9,6м ³ /час, H=28 м.вод.ст.	N=3,0 кВт, n=2930 об/мин	2
Насос рециркуляционный котла «Турботерм» ТТ-500 UPS 32-60 F «GRUNDFOS», Q=6.0 м ³ /час, H=4 м.вод.ст.	N=0.19 кВт	2

Таблица 2.2.4 Теплообменное оборудование котельной д. Карабиха (школа).

Марка теплообменника	Количество
Подогреватель сетевой воды пластинчатый НН №21-ТС-16-67-ТМТЛ91, F=15.6 м ² , ЗАО «РИДАН», г. Нижний Новгород	2

2.3 Система теплоснабжения от котельной п.Красные Ткачи (на школу).

Котельная в п. Красные Ткачи (на школу) осуществляет покрытие тепловых нагрузок на отопление потребителей, работает на мазутном топливе. Общая установленная мощность котельной составляет 2,4 Гкал/час, подключенная нагрузка составляет 1,5 Гкал/час. Длина тепловых сетей в двухтрубном исполнении составляет 1878 м, средний

диаметр – 90,52мм, тепловые потери сетями – 20,72%. Температурный график - 95/70⁰С. Система отпуска тепла – 2-х трубная, закрытая.

Котельная введена в эксплуатацию в 1985 г. Здание котельной одноэтажное, кирпичное с ж/б перекрытиями, объём 705,3 м³, размер 21,7х6,5х5,0(н).

Таблица 2.3.1 Сводная информация по котельной п. Красные Ткачи (на школу).

№ котельной	Адрес	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид топлива
п. Красные Ткачи (школа)	150522, Яр. обл., Яр. р-н, п/о Красные Ткачи	2,4	1,5	мазут

Таблица 2.3.2 Основное оборудование котельной п. Красные Ткачи (на школу).

Тип, марка котла	Год установки котла	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид основного топлива	Вид резервного топлива
Водогрейный НР-18	2002	0,8	1,5	мазут	-
Водогрейный НР-18	2007	0,8			
Водогрейный НР-18	2007	0,8			

Таблица 2.3.3 Насосное оборудование котельной п. Красные Ткачи (на школу).

Марка насоса, производительность, м ³ /час напор, м.вод.ст.	Эл/двигатель, кВт; обороты/мин	Количество
Сетевой насос КМ90/35, подача 100м ³ /час, напор 35м	1,5/3000	2
Мазутный насос НМШ5-25-4,0, подача 4,0 м ³ /час, Р=0,4МПа	1,5/-	2
Подпиточный насос К20/30, подача 25 м ³ /час, напор 32м	4,0/3000	2

2.4 Система теплоснабжения от котельной п.Красные Ткачи (второе производство).

Котельная в п. Красные Ткачи (второе производство) осуществляет покрытие тепловых нагрузок на отопление потребителей, работает на мазутном топливе. Общая установленная мощность котельной составляет 2,42 Гкал/час, подключенная нагрузка составляет 0,7 Гкал/час. Длина тепловых сетей в двухтрубном исполнении составляет 1135,5 м, средний диаметр – 104,09мм, тепловые потери сетями – 26,18%. Температурный график - 95/70⁰С. Система отпуска тепла – 2-х трубная, закрытая.

Здание котельной одноэтажное, кирпичное, объём 1 844,7м³, площадь 235,9м².

Таблица 2.4.1 Сводная информация по котельной п. Красные Ткачи (второе производство).

№ котельной	Адрес	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид топлива
п. Красные Ткачи (2-е производство)	150522, Яр. обл., Яр. р-н. п/о Красные Ткачи	2,42	0,7	мазут

Таблица 2.4.2 Основное оборудование котельной п. Красные Ткачи (второе производство).

Тип, марка котла	Год установки котла	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид основного топлива	Вид резервного топлива
НР-18	2001г.	0,4	0,7	мазут	-
ДКВР 2,5/13 (переведён на водогрейный режим 2003г.)	1965г.	2,1			

Таблица 2.4.2 Насосное оборудование котельной п. Красные Ткачи (второе производство).

Марка насоса, производительность, м ³ /час напор, м. вод. ст.	Эл/двигатель, кВт; обороты/мин	Количество
Сетевые КМ 80-50-500, подача 50 м ³ /час, напор 50м	15,0/3000	2
Подпиточные К 65-50-160 подача 25 м ³ /час, напор 32м	4,5/2900	2
Мазутный приёмка НШ 50	2,2/-	1
Мазутный подача НМШ2-40-1,6/16 подача 1,6м ³ /час, Р=16кгс/см ²	2,2/-	1
Подача солевого раствора	Нет данных	1
Насос контура подогрева мазута	Нет данных	2

2.5 Система теплоснабжения от котельной ОАО «Красные ткачи».

Котельная ОАО «Красные ткачи» осуществляет покрытие тепловых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение потребителей, работает на природном газе. Резервное топливо - мазут. Общая установленная мощность котельной составляет 23,56 Гкал/час,

подключенная нагрузка составляет 7,64 Гкал/час. Температурный график - 95/70⁰С. Система отпуска тепла – 2-х трубная, закрытая.

Котельная введена в эксплуатацию в 1975 г. Здание котельной железобетонное, площадь 800 м².

Таблица 2.5.1 Сводная информация по котельной ОАО «Красные ткачи».

№ котельной	Адрес	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид топлива
ОАО «Красные ткачи»	п.Красные Ткачи, ул.Пушкина, д.25	23,56	7,64	Пр. газ

Таблица 2.5.2 Основное оборудование котельной ОАО «Красные ткачи».

Тип, марка котла	Год установки котла	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид основного топлива	Вид резервного топлива
ДКВр-6,5/13ГМ	1975	4,03	7,64	Пр. газ	Мазут
ДКВр-20/13ГМ	1993	9,92			
ДКВр-20/13ГМ	1991	9,61			

Таблица 2.5.3 Насосное оборудование котельной ОАО «Красные ткачи».

Насосы	Тип	Расход, м ³ /ч	Напор, м	Мощность, кВт	Кол-во, шт.
Сетевые	6НДВ	110	59	75	2
Питательный	3МСГ-10	38	44	55	3
Подпиточные	К20/30	20	30	4,5	2
Подачи раствора соли	1,5Х-6Д-1-41	6	14	4	2
Взрыхления мех.фильтров	3К-6	30	20	15	1

Таблица 2.5.4 Теплообменники котельной ОАО «Красные ткачи».

Марка теплообменника	Количество, шт.
ПП1-53-0,7-П	2

2.6 Система теплоснабжения от котельной п.Ананьино.

Котельная в п. Ананьино осуществляет покрытие тепловых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение потребителей, работает на природном газе. Резервное топливо - мазут. Общая установленная мощность котельной составляет 7,8 Гкал/час, подключенная нагрузка составляет 1,4467 Гкал/час. Длина тепловых сетей в двухтрубном исполнении составляет 3142 м, средний диаметр – 83,62мм. Температурный график - 95/70⁰С. Система отпуска тепла – 2-х трубная, открытая.

Котельная введена в эксплуатацию в 1985 г. Здание котельной одноэтажное, панельное с ж/б перекрытиями, объем 2 169,0 размер - 30,5x12x6(н)м.

Таблица 2.6.1 Сводная информация по котельной п. Ананьино.

№ котельной	Адрес	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид топлива
д. Ананьино	150526 Яр. обл. , Яр. р-н, п/о Ананьино	7,8	1,4467	Пр. газ

Таблица 2.6.2 Основное оборудование котельной п. Ананьино.

Тип, марка котла	Год установки котла	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид основного топлива	Вид резервного топлива
ДКВР 4/13	1985	2,6	1,4467	газ	мазут
ДКВР 4/13	1985	2,6			
ДКВР 4/13	1985	2,6			

Таблица 2.6.3 Насосное оборудование котельной п. Ананьино.

Марка насоса, производительность, м ³ /час напор, м. вод. ст.	Эл/двигатель, кВт; обороты/мин	Количество
Сетевой насос К 160/30, Q=200м ³ /час, H=32м	N=30кВт, /n=1500	2
Сетевой насос КМ 100-65-200, Q=100м ³ /час, H=50м	N=30кВт, /n=3000	1
Подпиточный насос К 20/30, Q=25м ³ /час, H=32м	N=4,5кВт, /n=3000	2
Питательный насос ЦНСГ 198	N=37кВт, /n=3000	2
Питательный насос (паровой) ПДВ 16/20	-	1

Таблица 2.6.4 Теплообменное оборудование котельной п. Ананьино.

Марка теплообменника	Количество
Подогреватель пароводяной ПП2-11-2-II F=11,2м ²	2 (1-1985г, 1-2011г.)
Подогреватель водоводяной ПВВ 11(11-219-2000-Р), F=5,89м ²	4 (2-1985г, 2-2011г.)
Подогреватель водоводяной ПВ-15 F=13,8м ²	3шт 2007г.

2.7 Система теплоснабжения от котельной п. Белкино.

Котельная в п. Белкино осуществляет покрытие тепловых нагрузок на отопление потребителей, работает на угольном топливе. Общая установленная мощность котельной составляет 0,241 Гкал/час, подключенная нагрузка составляет 0,2129 Гкал/час. Длина тепловых сетей в двухтрубном исполнении составляет 218 м, средний диаметр – 58,5 мм. Температурный график - 95/70⁰С. Система отпуска тепла – 2-х трубная, закрытая.

Котельная введена в эксплуатацию в 2011 г. Здание котельной одноэтажное, модульное из сэндвич-панелей, размер 12,5x5,7x4,5*(h).

Таблица 2.7.1 Сводная информация по котельной п. Белкино.

№ котельной	Адрес	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид топлива
д. Белкино	150545 Яр. обл., Яр. р-н, п/о Карабиха, д. Белкино	0,241	0,2129	уголь

Таблица 2.7.2 Основное оборудование котельной п. Белкино.

Тип, марка котла	Год установки и котла	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид основного топлива	Вид резервного топлива
CARBOROVOT - 140	2011	0,12	0,2129	уголь	-
CARBOROVOT - 140	2011	0,12			

Таблица 2.7.3 Насосное оборудование котельной п. Белкино.

Марка насоса, производительность, м ³ /час напор, м.вод.ст.	Эл/двигатель, кВт; обороты/мин	Количество
Подпиточный насос SV 203 FO3T, подача 3,0 м ³ /час, напор 20 м	0,37/-	1
Сетевые насосы К 80-65-160, подача 50 м ³ /час, напор 32 м	7.5 /3000	2
Насос котлового контура UPS 40-180F, подача 8,0 м ³ /час, напор 7,2м	0,74/-	2

Таблица 2.7.4 Теплообменное оборудование котельной п. Белкино.

Марка теплообменника	Количество
Пластинчатый теплообменник тип ЭТ-022-10-41, поверхность нагрева 8,19м ²	2

2.8 Система теплоснабжения от котельной п. Кормилицино.

Котельная в п. Кормилицино осуществляет покрытие тепловых нагрузок на отопление потребителей, работает на угольном топливе. Общая установленная мощность котельной составляет 0,67 Гкал/час, подключенная нагрузка составляет 0,57 Гкал/час. Длина тепловых сетей в двухтрубном исполнении составляет 1125 м, средний диаметр – 100мм. Температурный график - 95/70⁰С. Система отпуска тепла – 2-х трубная, закрытая.

Котельная введена в эксплуатацию в 1975 г. Здание котельной кирпичное с ж/б перекрытиями размер 25,1х6,24х3,6(н)м.

Таблица 2.8.1 Сводная информация по котельной п. Кормилицино.

№ котельной	Адрес	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид топлива
д. Кормилицино	150524 Яр. обл., Яр. р-н, п/о Кормилицино	0,67	0,57	уголь

Таблица 2.8.2 Основное оборудование котельной п. Кормилицино.

Тип, марка котла	Год установки котла	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид основного топлива	Вид резервного топлива
Carborobot-300	2008	0,258	0,57	уголь	-
Carborobot-300	2008	0,258			
Carborobot-140	2008	0,155			

Таблица 2.8.3 Насосное оборудование котельной п. Кормилицино.

Марка насоса, производительность, м ³ /час напор, м.вод.ст.	Эл/двигатель, кВт; обороты/мин	Количество
Насос сетевого контура TR 80-250/2 А-F-A-BAQE, расход 38,5 м ³ /час, напор 26м	7,5/2910	2
Насос котлового контура UPS 50- 180F, расход 17,0 м ³ /час, напор 10,9м	1,0/-	1
Насос подпиточный CR 1-5 А-FGJ- А-Е расход 1.5,0 м ³ /час, напор 28м	0.37/2873	1

Таблица 2.8.4 Теплообменное оборудование котельной п. Кормилицино.

Марка теплообменника	Количество
Теплообменник типа ТТАИ 100/2450	2

2.9 Система теплоснабжения от ТЭЦ-3 п. Дубки.

ТЭЦ-3 в г. Ярославль осуществляет покрытие тепловых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение потребителей в п. Дубки, работает на природном газе. Общая установленная мощность ТЭЦ-3 составляет 1665 Гкал/час, подключенная нагрузка на п. Дубки составляет 81,5737 Гкал/час. Длина тепловых сетей п. Дубки в двухтрубном исполнении составляет 9754 м, средний диаметр – 99,05мм. Температурный график от ТЭЦ-3 - 150/70⁰С. Система отпуска тепла – 2-х трубная, закрытая.

2.10 Система теплоснабжения от ТЭЦ-3 п. Щедрино.

ТЭЦ-3 в г. Ярославль осуществляет покрытие тепловых нагрузок на отопление потребителей п. Щедрино, работает на природном газе. Общая установленная мощность ТЭЦ-3 составляет 1665 Гкал/час, подключенная нагрузка на п. Щедрино составляет 4,5868 Гкал/час. Длина тепловых сетей п. Щедрино в двухтрубном исполнении составляет 4857,5 м, средний диаметр – 81,28мм. Температурный график от ТЭЦ-3 - 150/70⁰С. Система отпуска тепла – 2-х трубная, закрытая.

2.11 Система теплоснабжения от котельной ОАО пансионат «Ярославль».

Котельная ОАО пансионат «Ярославль» осуществляет покрытие тепловых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение потребителей, работает на природном газе. Резервное топливо - мазут. Общая установленная мощность котельной составляет 5,33 Гкал/час, подключенная нагрузка составляет 1,8 Гкал/час. Длина тепловых сетей в двухтрубном исполнении составляет 1284м, средний диаметр – 95,12мм. Температурный график - 95/70⁰С. Система отпуска тепла – 4-х трубная, закрытая. Здание котельной кирпичное.

Таблица 2.11.1 Сводная информация по котельной ОАО пансионат «Ярославль».

№ котельной	Адрес	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид топлива
ОАО пансионат «Ярославль»	п/о Красные Ткачи и Красный Октябрь ЗАО п/о Ярославль	5,33	1,8	Пр.газ

Таблица 2.11.2 Основное оборудование котельной ОАО пансионат «Ярославль».

Тип, марка котла	Год установки котла	Теплопроизводительность котла, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Вид основного топлива	Вид резервного топлива
ЗиО САБ – 1,8	2006	1,38	1,8	пр.газ	Дизельное топливо
ЗиО САБ – 1,8	2006	1,38			
ЗиО САБ – 3,0	2006	2,58			

Таблица 2.11.3 Насосное оборудование котельной ОАО пансионат «Ярославль».

Марка насоса, производительность, м ³ /час напор, м.вод.ст.	Эл/двигатель, кВт; обороты/мин	Количество
Насос ГВС К-160/30	1460	1
Сетевой NP-240/100	2950	1

Таблица 2.11.4 Теплообменное оборудование котельной ОАО пансионат «Ярославль».

Марка теплообменника	Количество
Теплообменник типа ТП-250	2

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

Схема тепловых сетей Карабихского сельского поселения представлена в электронном виде в Приложении А.

3.1 Определение нормативных тепловых потерь тепловыми сетями.

Расчет нормативных тепловых потерь выполнен в соответствии с «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии. – Утв. Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 г. № 325.

Определение тепловых потерь водяными тепловыми сетями осуществляется по «Методическим указаниям по составлению энергетической характеристики для систем

транспорта тепловой энергии по показателю «Тепловые потери» СО 153-34.20.523-2003 (далее методические указания) для всех видов прокладки тепловых сетей.

3.1.1. Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети по нормам тепловых потерь согласно соответствующим нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования осуществляется отдельно для подземной и надземной прокладок по формулам:

для подземной прокладки $Q_{\text{норм}}^{\text{сп.г}}$ [Вт (ккал/ч)] суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм}}^{\text{сп.г}} = \Sigma (q_{\text{н}} L \beta);$$

для надземной прокладки отдельно по подающему $Q_{\text{норм.п}}^{\text{сп.г}}$ и обратному $Q_{\text{норм.о}}^{\text{сп.г}}$ [Вт (ккал/ч)] трубопроводам:

$$Q_{\text{норм.п}}^{\text{сп.г}} = \Sigma (q_{\text{н.п}} L \beta);$$

$$Q_{\text{норм.о}}^{\text{сп.г}} = \Sigma (q_{\text{н.о}} L \beta),$$

где $q_{\text{н}}$, $q_{\text{н.п}}$ и $q_{\text{н.о}}$ — удельные (на 1 м длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь в соответствии с нормами проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, Вт/м [ккал/(м·ч)];

L — длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром d в двухтрубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м; диаметр d может приниматься наружным или условным в зависимости от используемых норм проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования;

β — коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматурой, компенсаторами, опорами, принимается для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2 при диаметрах трубопроводов до 150 мм и 1,15 при диаметрах 150 мм и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки.

3.1.2. Значения удельных часовых тепловых потерь принимаются по нормам тепловых потерь для тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена согласно соответствующим нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования.

Применение тех или иных норм тепловых потерь определяется в зависимости от времени проектирования (строительства) тепловых сетей: с 1959 г. по 1990 г. применяются нормы тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными в период с 1959 г. по 1990 г., с 1990 г. — нормы

тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными в период с 1990 г. по 1998 г., с 1998 г. — нормы тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными с 1998 г.

Нормы тепловых потерь приведены в виде удельных (на 1 м длины трубопроводов) часовых тепловых потерь: ккал/(м · ч) или Вт/м.

3.1.3. Значения удельных часовых тепловых потерь при среднегодовой (среднесезонной) разности температур сетевой воды и окружающей среды (грунта или воздуха), отличающейся от значений, приведенных в соответствующих нормах проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования, или среднегодовой температуры теплоносителя, приведенной в строительных нормах и правилах по тепловой изоляции оборудования и трубопроводов и изменениях указанных строительных норм и правил, определяются путем линейной интерполяции.

Значения удельных часовых тепловых потерь при использовании норм проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования определяются отдельно для подземной и надземной прокладок при среднегодовой, в отдельных случаях среднесезонной разности температур сетевой воды и окружающей среды (грунта или наружного воздуха) $\Delta t_{\text{cp}}^{\text{cp.g}}$, °С.

Для подземной прокладки значение среднегодовой разности температур сетевой воды и окружающей среды (грунта) $\Delta t_{\text{cp}}^{\text{cp.g}}$ (°С) определяется по формуле

$$\Delta t_{\text{cp}}^{\text{cp.g}} = \frac{t_{\text{п}}^{\text{cp.g}} + t_{\text{о}}^{\text{cp.g}}}{2} - t_{\text{гр}}^{\text{cp.g}},$$

где $t_{\text{п}}^{\text{cp.g}}$, $t_{\text{о}}^{\text{cp.g}}$ и $t_{\text{гр}}^{\text{cp.g}}$ — соответственно значения среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и температуры грунта на глубине заложения трубопроводов, °С.

Удельные часовые тепловые потери $q_{\text{н}}$ (ккал/ч) определяются суммарно для подающего и обратного трубопроводов. Для промежуточных, отличных от табличных, значений среднегодовой разности удельные часовые тепловые потери находятся путем линейной интерполяции.

Для надземной прокладки среднегодовая разность температур сетевой воды и окружающей среды (наружного воздуха) определяются отдельно для подающего $\Delta t_{\text{cp.п}}^{\text{cp.g}}$ и обратного $\Delta t_{\text{cp.о}}^{\text{cp.g}}$ трубопроводов (°С) по формулам:

$$\Delta t_{\text{cp.п}}^{\text{cp.g}} = t_{\text{п}}^{\text{cp.g}} - t_{\text{в}}^{\text{cp.g}};$$

$$\Delta t_{\text{cp.о}}^{\text{cp.g}} = t_{\text{о}}^{\text{cp.g}} - t_{\text{в}}^{\text{cp.g}},$$

где $t_{\text{в}}^{\text{cp.g}}$ — среднегодовая температура наружного воздуха, °С.

Удельные часовые тепловые потери определяются также отдельно для подающего $q_{н.п}$ и обратного $q_{н.о}$ трубопроводов. Промежуточные значения определяются линейной интерполяцией.

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

В этих случаях удельные часовые тепловые потери определяются отдельно для отопительного и летнего периодов при соответствующих разностях среднесезонных температур теплоносителя и окружающей среды, определенных по тем же формулам. Среднегодовые тепловые потери определяются путем их суммирования. При этом пересчет на другие температурные условия также производится посезонно.

Если возникает необходимость при подземной прокладке, например при прокладке в одном канале трех труб разного диаметра или работе в летнем сезоне по одной трубе, разделить суммарные тепловые потери по подающему и обратному трубопроводам, то такое разделение можно осуществить лишь приблизительно, определив тепловые потери по обратному трубопроводу методом интерполяции значений между обратным и подающим трубопроводами или экстраполяцией значений удельных тепловых потерь по обратному трубопроводу. Значения удельных тепловых потерь по подающему трубопроводу так же приблизительно определяются как разность суммарных потерь и потерь по обратному трубопроводу.

3.1.4. Определение часовых тепловых потерь тепловыми сетями, теплоизоляционные конструкции которых выполнены в соответствии с нормами, принципиально не отличается от вышеприведенного. В то же время необходимо учитывать следующее:

— нормы приведены отдельно для тепловых сетей с числом часов работы в год более 5000, а также 5000 и менее;

— для подземной прокладки тепловых сетей нормы приведены отдельно для канальных и бесканальных прокладок;

— нормы приведены для абсолютных значений среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, а не для разности среднегодовых температур сетевой воды и окружающей среды; среднегодовая температура окружающей среды (воздуха и грунта) принята равной $+5^{\circ}\text{C}$;

— удельные тепловые потери для участков подземной канальной и бесканальной прокладок для каждого диаметра трубопровода находятся путем суммирования тепловых потерь, определенных по нормам отдельно для подающего и обратного трубопроводов.

3.1.5. Среднегодовые значения температур сетевой воды $t_{п}^{ср.г}$ и $t_{о}^{ср.г}$ определяются как средние значения из ожидаемых среднемесячных значений температуры воды по принятому температурному графику регулирования отпуска тепла, соответствующих

ожидаемым значениям температуры наружного воздуха за весь период работы тепловой сети в течение года. Среднесезонные значения температуры определяются за месяцы соответствующих сезонов, включая и неполные. При этом среднегодовые значения температур, определенные из среднесезонных значений, должны быть равны значениям среднегодовых температур, определенных по среднемесячным значениям.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха $t_{в}^{ср.г}$ и грунта $t_{гр}^{ср.г}$ (°С) определяются как средние значения из соответствующих статистических климатологических значений за последние 5 лет по данным местной метеорологической станции или по климатологическим справочникам.

Среднегодовое значение температуры грунта $t_{гр}^{ср.г}$ определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры грунта на глубине залегания трубопроводов. Сезонные значения определяются за месяцы работы сети в соответствующих сезонах.

3.1.6. К полученным значениям часовых тепловых потерь по участкам тепловой сети, определенным по нормам, вводятся поправочные коэффициенты, определяемые на основании положений Методических указаний.

3.1.7. Нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции по видам прокладки в целом для тепловой сети при среднегодовых температурных условиях ее работы определяются:

— для участков подземной прокладки суммарно для подающего и обратного трубопроводов $Q_{н}^{ср.г}$ [Вт (ккал/ч)] по формуле

$$Q_{н}^{ср.г} = Q_{н.и}^{ср.г} + Q_{н.а}^{ср.г} + Q_{н.р}^{ср.г} + Q_{н.р.подз}^{ср.г};$$

— для участков надземной прокладки отдельно для подающего $Q_{н.п}^{ср.г}$ и обратного трубопроводов $Q_{н.о}^{ср.г}$ [Вт (ккал/ч)] по формулам:

$$Q_{н.п}^{ср.г} = Q_{н.п.и}^{ср.г} + Q_{н.п.а}^{ср.г} + Q_{н.п.р}^{ср.г} + Q_{н.п.р.надз}^{ср.г};$$

$$Q_{н.о}^{ср.г} = Q_{н.о.и}^{ср.г} + Q_{н.о.а}^{ср.г} + Q_{н.о.р}^{ср.г} + Q_{н.о.р.надз}^{ср.г},$$

где $Q_{н.и}^{ср.г}$, $Q_{н.п.и}^{ср.г}$ и $Q_{н.о.и}^{ср.г}$ - нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери участков тепловой сети, подвергавшихся испытаниям, соответственно для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, Вт (ккал/ч);

$Q_{н.а}^{ср.г}$, $Q_{н.п.а}^{ср.г}$ и $Q_{н.о.а}^{ср.г}$ - нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери участков тепловой сети, аналогичных испытанным, соответственно для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, Вт (ккал/ч);

$Q_{н.р}^{ср.г}$, $Q_{н.п.р}^{ср.г}$ и $Q_{н.о.р}^{ср.г}$ - нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери участков, не являющихся характерными для данной тепловой сети, значения которых определяются на основании расчета, соответственно для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, Вт (ккал/ч);

$Q_{н.р.подз}^{ср.г}$, $Q_{н.п.р.надз}^{ср.г}$ и $Q_{н.о.р.надз}^{ср.г}$ - нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери участков тепловых сетей, вновь вводимых в эксплуатацию или реконструированных, значения которых определяются на основании расчета или по проектным данным, соответственно для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, Вт (ккал/ч).

3.1.7.1. Нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери участков тепловой сети, подвергавшихся тепловым испытаниям, определяются:

— для участков подземной прокладки суммарно для подающего и обратного трубопроводов $Q_{н.и}^{ср.г}$ [Вт (ккал/ч)] по формуле

$$Q_{н.и}^{ср.г} = \Sigma(q_n K_n^H L \beta);$$

- для участков надземной прокладки отдельно для подающего $Q_{н.п.и}^{ср.г}$ и обратного трубопроводов $Q_{н.о.и}^{ср.г}$ [Вт (ккал/ч)] по формулам:

$$Q_{н.п.и}^{ср.г} = \Sigma(q_{н.п} K_{п.и}^H L \beta);$$

$$Q_{н.о.и}^{ср.г} = \Sigma(q_{н.о} K_{о.и}^H L \beta).$$

3.1.7.2. Нормируемые эксплуатационные тепловые потери $Q_{н.а}^{ср.г}$, $Q_{н.п.а}^{ср.г}$ и $Q_{н.о.а}^{ср.г}$ участков тепловой сети, аналогичных испытанным, определяются по формулам для $Q_{н.и}^{ср.г}$, $Q_{н.п.и}^{ср.г}$ и $Q_{н.о.и}^{ср.г}$ с теми же значениями поправочных коэффициентов K_n^H , $K_{п.и}^H$ и $K_{о.и}^H$, что и для испытанных участков.

3.1.7.3. Нормируемые эксплуатационные тепловые потери нехарактерных для данной тепловой сети участков, удельные тепловые потери которых определялись расчетом, находятся:

— для участков подземной прокладки суммарно для подающего и обратного трубопроводов $Q_{н.р}^{ср.г}$ [Вт (ккал/ч)] по формуле

$$Q_{н.р}^{ср.г} = \Sigma(q_n K_p^H L \beta);$$

— для участков надземной прокладки отдельно для подающего $Q_{н.п.р}^{ср.г}$ и обратного $Q_{н.о.р}^{ср.г}$ [Вт (ккал/ч)] трубопроводов по формулам:

$$Q_{н.п.р}^{ср.г} = \Sigma(q_{н.п} K_{п.р}^H L \beta);$$

$$Q_{\text{н.о.р}}^{\text{ср.г}} = \Sigma(q_{\text{н.о}} K_{\text{о.р}}^{\text{н}} L \beta).$$

3.1.7.4. Нормируемые эксплуатационные тепловые потери $Q_{\text{н.р.подз}}^{\text{ср.г}}$, $Q_{\text{н.п.р.надз}}^{\text{ср.г}}$ и $Q_{\text{н.о.р.надз}}^{\text{ср.г}}$ участков тепловых сетей, вновь вводимых в эксплуатацию или реконструированных, определяются по формулам для $Q_{\text{н.р}}^{\text{ср.г}}$, $Q_{\text{н.п.р}}^{\text{ср.г}}$ и $Q_{\text{н.о.р}}^{\text{ср.г}}$ с подстановкой соответствующих значений удельных тепловых потерь и поправочных коэффициентов, полученных на основании расчета для этих участков или по проектным данным.

3.1.7.5. В формулах п.п 3.1.7.1 - 3.1.7.4 коэффициенты $K_{\text{и}}^{\text{н}}$, $K_{\text{р}}^{\text{н}}$, $K_{\text{п.и}}^{\text{н}}$, $K_{\text{п.р}}^{\text{н}}$, $K_{\text{о.и}}^{\text{н}}$, $K_{\text{о.р}}^{\text{н}}$ обозначают принятые для нормирования поправочные коэффициенты к удельным тепловым потерям.

3.1.8. Нормируемые эксплуатационные месячные тепловые потери через теплоизоляционные конструкции тепловой сети $Q_{\text{из}}^{\text{м}}$ (ГДж (Гкал)) определяются по формуле

$$Q_{\text{из}}^{\text{м}} = 3,6 \cdot (Q_{\text{п}}^{\text{ср.м}} + Q_{\text{н.п}}^{\text{ср.м}} + Q_{\text{н.о}}^{\text{ср.м}}) \cdot n_{\text{м}},$$

где $Q_{\text{п}}^{\text{ср.м}}$, $Q_{\text{н.п}}^{\text{ср.м}}$ и $Q_{\text{н.о}}^{\text{ср.м}}$ - нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери участков соответственно для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки при среднемесячных условиях работы тепловой сети, МВт (Гкал/ч);

$n_{\text{м}}$ - продолжительность работы тепловой сети в рассматриваемом месяце, ч.

Нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери при среднемесячных условиях работы тепловой сети определяются:

— для участков подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам $Q_{\text{н}}^{\text{ср.м}}$ [МВт (Гкал/ч)] по формуле

$$Q_{\text{н}}^{\text{ср.м}} = Q_{\text{н}}^{\text{ср.г}} \cdot \frac{t_{\text{п}}^{\text{ср.м}} + t_{\text{о}}^{\text{ср.м}} - 2t_{\text{гр}}^{\text{ср.м}}}{t_{\text{п}}^{\text{ср.г}} + t_{\text{о}}^{\text{ср.г}} - 2t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}}} \cdot 10^{-6};$$

— для участков надземной прокладки отдельно по подающему $Q_{\text{н.п}}^{\text{ср.м}}$ и обратному $Q_{\text{н.о}}^{\text{ср.м}}$ [МВт (Гкал/ч)] трубопроводам по формулам:

$$Q_{\text{н.п}}^{\text{ср.м}} = Q_{\text{н.п}}^{\text{ср.г}} \cdot \frac{t_{\text{п}}^{\text{ср.м}} - t_{\text{в}}^{\text{ср.м}}}{t_{\text{п}}^{\text{ср.г}} - t_{\text{в}}^{\text{ср.м}}} \cdot 10^{-6};$$

$$Q_{\text{н.о}}^{\text{ср.м}} = Q_{\text{н.о}}^{\text{ср.г}} \cdot \frac{t_{\text{о}}^{\text{ср.м}} - t_{\text{в}}^{\text{ср.м}}}{t_{\text{о}}^{\text{ср.г}} - t_{\text{в}}^{\text{ср.м}}} \cdot 10^{-6},$$

где $t_{\text{п}}^{\text{ср.м}}$ и $t_{\text{о}}^{\text{ср.м}}$ - ожидаемые среднемесячные значения температуры сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по температурному графику при ожидаемых среднемесячных значениях температуры наружного воздуха, °С;

$t_{гр}^{ср.м}$ и $t_{в}^{ср.м}$ - ожидаемые среднемесячные температуры соответственно грунта на глубине заложения трубопроводов и наружного воздуха, °С.

Расчеты нормативных и годовых значений тепловых потерь осуществляются по «Методике определения фактических потерь тепловой энергии через тепловую изоляцию

трубопроводов водяных тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения».

Для участков тепловых сетей подземной прокладки с тепловой изоляцией нормативные удельные потери тепловой энергии определяются суммарно по подающему и обратному трубопроводам q_n , Вт/м, по формуле:

$$q_n = q_n^{T_1} + (q_n^{T_2} - q_n^{T_1}) \cdot \frac{\Delta t_{ср}^{ср} - \Delta t_{ср}^{T_1}}{\Delta t_{ср}^{T_2} - \Delta t_{ср}^{T_1}},$$

где $q_n^{T_1}$ - удельные потери тепловой энергии суммарно по подающему и обратному трубопроводам при меньшем, чем для данной сети, табличном значении разности среднегодовых температур сетевой воды и грунта, Вт/м;

$q_n^{T_2}$ - удельные потери тепловой энергии суммарно по подающему и обратному трубопроводам при большем, чем для данной сети, табличном значении разности среднегодовых температур сетевой воды и грунта, Вт/м;

$\Delta t_{ср}^{ср}$ - значение разности среднегодовых температур сетевой воды и грунта для данной тепловой сети, °С;

$\Delta t_{ср}^{T_1}$ - меньшее, чем для данной сети, табличное значение разности среднегодовых температур сетевой воды и грунта, °С;

$\Delta t_{ср}^{T_2}$ - большее, чем для данной сети, табличное значение разности среднегодовых температур сетевой воды и грунта, °С.

Разность среднегодовых температур сетевой воды и грунта определяется по формуле:

$$\Delta t_{ср}^{ср} = \frac{t_n^{ср} + t_o^{ср}}{2} - t_{гр}^{ср},$$

где $t_n^{ср}$, $t_o^{ср}$ - среднегодовая температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, соответственно, °С;

$t_{гр}^{ср}$ - среднегодовая температура грунта на средней глубине заложения оси трубопроводов, °С.

Для распределения удельных потерь тепловой энергии на участках подземной прокладки между подающим и обратным трубопроводами определяются среднегодовые нормативные удельные потери тепловой энергии в обратном трубопроводе $q_{но}$, Вт/м,

которые принимаются равными значениям нормативных удельных потерь в обратном трубопроводе, приведенным в табл. Е.1 приложения Е.

Среднегодовые нормативные удельные потери тепловой энергии в подающем трубопроводе $q_{\text{нп}}$, Вт/м, определяются по формуле:

$$q_{\text{нп}} = q_{\text{н}} - q_{\text{но}}.$$

Для участков тепловых сетей подземной прокладки с тепловой изоляцией перед определением нормативных удельных потерь тепловой энергии следует дополнительно определить разность среднегодовых температур $\Delta t_{\text{ср}}^{\text{T}}$, °С, для каждой пары значений среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и грунта.

$$\Delta t_{\text{ср}}^{\text{T}} = \frac{t_{\text{п}}^{\text{T}} + t_{\text{о}}^{\text{T}}}{2} - t_{\text{гр.н}}^{\text{ср}},$$

где $t_{\text{п}}^{\text{T}}$, $t_{\text{о}}^{\text{T}}$ - соответственно, табличные значения среднегодовых температур сетевой воды в подающем (65, 90, 110 °С) и обратном (50 °С) трубопроводах, °С;

$t_{\text{гр.н}}^{\text{ср}}$ - нормативное значение среднегодовой температуры грунта, °С (принимается равным 5°С).

Для каждой пары среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах определяются суммарные нормативные удельные потери тепловой энергии $q_{\text{н}}^{\text{T}}$, Вт/м:

$$q_{\text{н}}^{\text{T}} = q_{\text{нпп}}^{\text{T}} + q_{\text{ноп}}^{\text{T}},$$

где $q_{\text{нпп}}^{\text{T}}$, $q_{\text{ноп}}^{\text{T}}$ - соответственно, значения нормативных удельных потерь тепловой энергии для подземной прокладки в подающем и обратном трубопроводах.

Значения среднегодовых удельных потерь тепловой энергии для рассматриваемой тепловой сети при разности среднегодовых температур сетевой воды и окружающей среды, отличающейся от значений, определенных по формуле 3.4, определяются линейной интерполяцией или экстраполяцией.

Среднегодовые нормативные удельные потери тепловой энергии в подающем трубопроводе $q_{\text{нп}}$, Вт/м, определяются по формуле:

$$q_{\text{нп}} = q_{\text{нпп}}^{\text{T}_1} + (q_{\text{нпп}}^{\text{T}_2} - q_{\text{нпп}}^{\text{T}_1}) \cdot \frac{\Delta t_{\text{нп}}^{\text{ср}} - \Delta t_{\text{нп}}^{\text{T}_1}}{\Delta t_{\text{нп}}^{\text{T}_2} - \Delta t_{\text{нп}}^{\text{T}_1}},$$

где $q_{\text{нпп}}^{\text{T}_1}$, $q_{\text{нпп}}^{\text{T}_2}$ - удельные потери тепловой энергии по подающему трубопроводу при двух смежных, соответственно меньшем и большем, чем для данной сети, табличных значениях разности среднегодовых температур сетевой воды и грунта, Вт/м;

$\Delta t_{\text{нп}}^{\text{ср}}$ - значение разности среднегодовых температур сетевой воды и грунта для подающего трубопровода рассматриваемой тепловой сети, °С;

$\Delta t_{\text{пн}}^{T_1}$, $\Delta t_{\text{пн}}^{T_2}$ - смежные, соответственно меньшее и большее, чем для данной сети, табличные значения разности среднегодовых температур сетевой воды в подающем трубопроводе и грунта, °С.

Среднегодовые значения разности температур сетевой воды и грунта для подающего трубопровода определяются по формуле:

$$\Delta t_{\text{пн}}^{\text{ср}} = t_{\text{п}}^{\text{ср}} - t_{\text{гр}}^{\text{ср}},$$

где $t_{\text{гр}}^{\text{ср}}$ - среднегодовая температура грунта на средней глубине заложения оси трубопроводов, °С.

Табличные значения разности среднегодовых температур сетевой воды в подающем трубопроводе и грунта определяются по формуле:

$$\Delta t_{\text{пн}}^T = t_{\text{п}}^T - t_{\text{гр.н}}^{\text{ср}}.$$

Среднегодовые нормативные удельные потери тепловой энергии в обратном трубопроводе $q_{\text{но}}$, Вт/м, определяются по формуле:

$$q_{\text{но}} = q_{\text{н}} - q_{\text{пн}}.$$

Для всех участков тепловых сетей надземной прокладки с тепловой изоляцией нормативные удельные потери тепловой энергии определяются отдельно по подающему и обратному трубопроводам, соответственно, $q_{\text{пн}}$ и $q_{\text{но}}$, Вт/м, по формулам:

$$q_{\text{пн}} = q_{\text{пнв}}^{T_1} + (q_{\text{пнв}}^{T_2} - q_{\text{пнв}}^{T_1}) \cdot \frac{\Delta t_{\text{пв}}^{\text{ср}} - \Delta t_{\text{пв}}^{T_1}}{\Delta t_{\text{пв}}^{T_2} - \Delta t_{\text{пв}}^{T_1}},$$

$$q_{\text{но}} = q_{\text{нов}}^{T_1} + (q_{\text{нов}}^{T_2} - q_{\text{нов}}^{T_1}) \cdot \frac{\Delta t_{\text{ов}}^{\text{ср}} - \Delta t_{\text{ов}}^{T_1}}{\Delta t_{\text{ов}}^{T_2} - \Delta t_{\text{ов}}^{T_1}},$$

где $q_{\text{пнв}}^{T_1}$, $q_{\text{пнв}}^{T_2}$ - удельные потери тепловой энергии по подающему трубопроводу при двух смежных, соответственно меньшем и большем, чем для данной сети, табличных значениях разности среднегодовых температур сетевой воды и наружного воздуха, Вт/м;

$q_{\text{нов}}^{T_1}$, $q_{\text{нов}}^{T_2}$ - удельные потери тепловой энергии по обратному трубопроводу при двух смежных, соответственно меньшем и большем, чем для данной сети, табличных значениях разности среднегодовых температур сетевой воды и наружного воздуха, Вт/м;

$\Delta t_{\text{пв}}^{\text{ср}}$, $\Delta t_{\text{ов}}^{\text{ср}}$ - значение разности среднегодовых температур сетевой воды и наружного воздуха соответственно для подающего и обратного трубопроводов для данной тепловой сети, °С;

$\Delta t_{\text{пв}}^{T_1}$, $\Delta t_{\text{пв}}^{T_2}$ - смежные, соответственно меньшее и большее, чем для данной сети, табличные значения разности среднегодовых температур сетевой воды в подающем трубопроводе и наружного воздуха, °С;

$\Delta t_{об}^{T_1}$, $\Delta t_{об}^{T_2}$ - смежные, соответственно меньшее и большее, чем для данной сети, табличные значения разности среднегодовых температур сетевой воды в обратном трубопроводе и наружного воздуха, °С.

Значения разности среднегодовых температур сетевой воды и наружного воздуха для подающего и обратного трубопроводов определяются по формулам:

$$\Delta t_{пв}^{сг} = t_{п}^{сг} - t_{в}^{сг},$$

$$\Delta t_{об}^{сг} = t_{о}^{сг} - t_{в}^{сг},$$

где $t_{в}^{сг}$ - среднегодовая температура наружного воздуха, °С.

Для прокладок в проходных и полупроходных каналах, тоннелях, подвалах удельные потери тепловой энергии участков определяются по соответствующим нормам для прокладок в помещениях при среднегодовых температурах окружающего воздуха: тоннелей и проходных каналов - +40 °С, для подвалов - +20 °С.

Для каждого участка тепловой сети определяются нормативные среднегодовые значения потерь тепловой энергии отдельно для подающего и обратного трубопроводов:

$$Q_{пн}^{сг} = q_{пн} \cdot L \cdot \beta,$$

$$Q_{но}^{сг} = q_{но} \cdot L \cdot \beta,$$

где $Q_{пн}^{сг}$ - среднегодовые нормативные потери тепловой энергии по подающему трубопроводу, Вт;

$Q_{но}^{сг}$ - среднегодовые нормативные потери тепловой энергии по обратному трубопроводу, Вт;

L - длина участка тепловой сети, м;

β - коэффициент местных потерь тепловой энергии, учитывающий потери тепловой энергии арматурой, компенсаторами и опорами, принимаемый равным 1,2 при подземной канальной и надземной прокладках для условных проходов трубопроводов до 150 мм и 1,15 для условных проходов 150 мм и более, а также для всех условных проходов при бесканальной прокладке.

В подвалах нормативные средние за период измерений потери тепловой энергии определяются при средней температуре наружного воздуха равной среднегодовой: для тоннелей и проходных каналов - +40 °С, для подвалов - +20 °С.

Для всей сети определяются нормативные средние за период измерений потери тепловой энергии в подающем трубопроводе $Q_{пнс}^н$, Вт:

$$Q_{пнс}^н = \Sigma Q_{пн}^н.$$

Определяются нормативные средние за период измерений потери тепловой энергии в подающем трубопроводе для всех участков подземной прокладки $Q_{\text{нпп}}^{\text{и}}$, Вт:

$$Q_{\text{нпп}}^{\text{и}} = \sum_{\text{подземн}} Q_{\text{нп}}^{\text{и}}$$

Определяются нормативные средние за период измерений потери тепловой энергии в обратном трубопроводе для всех участков подземной прокладки $Q_{\text{ноп}}^{\text{и}}$, Вт:

$$Q_{\text{ноп}}^{\text{и}} = \sum_{\text{подземн}} Q_{\text{но}}^{\text{и}}$$

Определяются нормативные средние за период измерений потери тепловой энергии в подающем трубопроводе для всех участков надземной прокладки $Q_{\text{нпв}}^{\text{и}}$, Вт:

$$Q_{\text{нпв}}^{\text{и}} = \sum_{\text{надземн}} Q_{\text{нп}}^{\text{и}}$$

Определяются нормативные средние за период измерений потери тепловой энергии в обратном трубопроводе для всех участков надземной прокладки $Q_{\text{нов}}^{\text{и}}$, Вт:

$$Q_{\text{нов}}^{\text{и}} = \sum_{\text{надземн}} Q_{\text{но}}^{\text{и}}$$

Определяются нормативные средние за период измерений потери тепловой энергии в подающем трубопроводе для всех участков, расположенных в проходных и полупроходных каналах, тоннелях $Q_{\text{нпт}}^{\text{и}}$, Вт:

$$Q_{\text{нпт}}^{\text{и}} = \sum_{\text{тоннель}} Q_{\text{нп}}^{\text{и}}$$

Определяются нормативные средние за период измерений потери тепловой энергии в обратном трубопроводе для всех участков, расположенных в проходных и полупроходных каналах, тоннелях $Q_{\text{нот}}^{\text{и}}$, Вт:

$$Q_{\text{нот}}^{\text{и}} = \sum_{\text{тоннель}} Q_{\text{но}}^{\text{и}}$$

Определяются нормативные средние за период измерений потери тепловой энергии в подающем трубопроводе для всех участков, расположенных в подвалах $Q_{\text{нппдв}}^{\text{и}}$, Вт:

$$Q_{\text{нппдв}}^{\text{и}} = \sum_{\text{подвал}} Q_{\text{нп}}^{\text{и}}$$

Определяются нормативные средние за период измерений потери тепловой энергии в обратном трубопроводе для всех участков, расположенных в подвалах $Q_{\text{нопдв}}^{\text{и}}$, Вт:

$$Q_{\text{нопдв}}^{\text{и}} = \sum_{\text{подвал}} Q_{\text{но}}^{\text{и}}$$

Для всех участков подземной прокладки определяются фактические среднемесячные потери тепловой энергии суммарно по подающему и обратному трубопроводам $Q_{\text{потерь п}}^{\text{мес}}$, Вт, по формуле:

$$Q_{\text{потерь п}}^{\text{мес}} = (Q_{\text{потерь п.п}}^{\text{и}} + Q_{\text{потерь обр.п}}^{\text{и}}) \cdot \frac{(t_{\text{п}}^{\text{мес}} + t_{\text{о}}^{\text{мес}} - 2 \cdot t_{\text{гр}}^{\text{мес}})}{(t_{\text{п}}^{\text{и}} + t_{\text{о}}^{\text{и}} - 2 \cdot t_{\text{гр}}^{\text{и}})}.$$

Для всех участков надземной прокладки определяются фактические среднемесячные потери тепловой энергии отдельно по подающему $Q_{\text{потерь п.в}}^{\text{мес}}$, Вт, и обратному $Q_{\text{потерь обр.в}}^{\text{мес}}$, Вт, трубопроводам по формулам:

$$Q_{\text{потерь п.в}}^{\text{мес}} = Q_{\text{потерь п.в}}^{\text{и}} \cdot \frac{(t_{\text{п}}^{\text{мес}} - t_{\text{в}}^{\text{мес}})}{(t_{\text{п}}^{\text{и}} - t_{\text{в}}^{\text{и}})},$$

$$Q_{\text{потерь обр.в}}^{\text{мес}} = Q_{\text{потерь обр.в}}^{\text{и}} \cdot \frac{(t_{\text{о}}^{\text{мес}} - t_{\text{в}}^{\text{мес}})}{(t_{\text{о}}^{\text{и}} - t_{\text{в}}^{\text{и}})}.$$

Для всех участков, расположенных в проходных и полупроходных каналах и тоннелях, определяются фактические среднемесячные потери тепловой энергии отдельно по подающему $Q_{\text{потерь п.т}}^{\text{мес}}$, Вт, и обратному $Q_{\text{потерь обр.т}}^{\text{мес}}$, Вт, трубопроводам по формулам:

$$Q_{\text{потерь п.т}}^{\text{мес}} = Q_{\text{потерь п.т}}^{\text{и}} \cdot \frac{(t_{\text{п}}^{\text{мес}} - 40)}{(t_{\text{п}}^{\text{и}} - 40)},$$

$$Q_{\text{потерь обр.т}}^{\text{мес}} = Q_{\text{потерь обр.т}}^{\text{и}} \cdot \frac{(t_{\text{о}}^{\text{мес}} - 40)}{(t_{\text{о}}^{\text{и}} - 40)}.$$

Для всех участков, расположенных в подвалах, определяются фактические среднемесячные потери тепловой энергии отдельно по подающему $Q_{\text{потерь п.пдв}}^{\text{мес}}$, Вт, и обратному $Q_{\text{потерь обр.пдв}}^{\text{мес}}$, Вт, трубопроводам по формулам:

$$Q_{\text{потерь п.пдв}}^{\text{мес}} = Q_{\text{потерь п.пдв}}^{\text{и}} \cdot \frac{(t_{\text{п}}^{\text{мес}} - 20)}{(t_{\text{п}}^{\text{и}} - 20)},$$

$$Q_{\text{потерь обр.пдв}}^{\text{мес}} = Q_{\text{потерь обр.пдв}}^{\text{и}} \cdot \frac{(t_{\text{о}}^{\text{мес}} - 20)}{(t_{\text{о}}^{\text{и}} - 20)}.$$

Фактические потери тепловой энергии во всей сети за месяц $Q_{\text{потерь}}^{\text{мес}}$, ГДж, определяются по формуле:

$$Q_{\text{потерь}}^{\text{мес}} = 3,6 \cdot 10^{-6} \cdot n_{\text{мес}} \cdot (Q_{\text{потерь п}}^{\text{мес}} + Q_{\text{потерь п.в}}^{\text{мес}} + Q_{\text{потерь обр.в}}^{\text{мес}} + Q_{\text{потерь п.т}}^{\text{мес}} + Q_{\text{потерь обр.т}}^{\text{мес}} + Q_{\text{потерь п.пдв}}^{\text{мес}} + Q_{\text{потерь обр.пдв}}^{\text{мес}}),$$

где $n_{\text{мес}}$ - продолжительность работы тепловой сети в рассматриваемом месяце, ч.

Фактические потери тепловой энергии во всей сети за год $Q_{\text{потерь}}^{\text{год}}$, ГДж, определяются по формуле:

$$Q_{\text{потерь}}^{\text{год}} = \sum_{\text{по месяцам}} Q_{\text{потерь}}^{\text{мес}}$$

Таблица 3.1 – Нормативные тепловые потери котельной п. Белкино

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки, Гкал			Месячные суммарные потери сетевой воды, м3	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
	Поземная прокладка	Надземная прокладка трубопровода				
		подающего	обратного			
Январь (31)	17,40	0,00	0,00	3,40	0,19	17,60
Февраль (28)	15,39	0,00	0,00	3,07	0,17	15,56
Март (31)	15,29	0,00	0,00	3,40	0,17	15,46
Апрель (30)	13,72	0,00	0,00	3,29	0,15	13,87
Май (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь (31)	14,20	0,00	0,00	3,40	0,16	14,35
Ноябрь (30)	14,01	0,00	0,00	3,29	0,15	14,17
Декабрь (31)	15,54	0,00	0,00	3,40	0,17	15,72
Всего за год:	105,55	0,00	0,00	23,23	1,17	106,72

Таблица 3.2 – Нормативные тепловые потери котельной п. Дубки

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки, Гкал			Месячные суммарные потери сетевой воды, м3	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
	Поземная прокладка	Надземная прокладка трубопровода				
		подающего	обратного			
Январь (31)	882,66	0,34	0,22	449,29	32,81	1330,32
Февраль (28)	777,65	0,33	0,21	405,81	28,91	1168,52
Март (31)	757,45	0,27	0,18	449,29	28,13	1119,54
Апрель (30)	569,42	0,18	0,12	434,80	20,98	809,51
Май (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь (31)	594,46	0,19	0,12	449,29	21,91	846,57
Ноябрь (30)	689,30	0,25	0,16	434,80	25,57	1010,03
Декабрь (31)	812,94	0,30	0,19	449,29	30,21	1212,90
Всего за год:	5083,87	1,87	1,20	3072,56	188,52	7497,39

Таблица 3.3 – Нормативные тепловые потери котельной п. Кормилицино

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки, Гкал			Месячные суммарные потери сетевой воды, м3	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
	Поземная прокладка	Надземная прокладка трубопровода				
		подающего	обратного			
Январь (31)	102,92	0,00	0,00	34,17	1,94	104,85
Февраль (28)	91,41	0,00	0,00	30,86	1,72	93,13
Март (31)	90,80	0,00	0,00	34,17	1,70	92,50
Апрель (30)	70,99	0,00	0,00	33,07	1,31	72,30
Май (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь (31)	73,99	0,00	0,00	34,17	1,37	75,36
Ноябрь (30)	83,39	0,00	0,00	33,07	1,56	84,95
Декабрь (31)	96,35	0,00	0,00	34,17	1,81	98,16
Всего за год:	609,85	0,00	0,00	233,67	11,40	621,25

Таблица 3.4 – Нормативные тепловые потери котельной п. Красные Ткачи (2-е производство)

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки, Гкал			Месячные суммарные потери сетевой воды, м3	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
	Поземная прокладка	Надземная прокладка трубопровода				
		подающего	обратного			
Январь (31)	97,35	0,00	0,00	52,46	2,97	100,32
Февраль (28)	86,46	0,00	0,00	47,38	2,64	89,10
Март (31)	85,89	0,00	0,00	52,46	2,61	88,50
Апрель (30)	67,15	0,00	0,00	50,77	2,02	69,16
Май (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь (31)	69,98	0,00	0,00	52,46	2,10	72,09
Ноябрь (30)	78,88	0,00	0,00	50,77	2,39	81,27
Декабрь (31)	91,14	0,00	0,00	52,46	2,78	93,91
Всего за год:	576,85	0,00	0,00	358,76	17,51	594,35

Таблица 3.5 – Нормативные тепловые потери котельной д. Карабиха (школа)

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки, Гкал			Месячные суммарные потери сетевой воды, м3	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
	Поземная прокладка	Надземная прокладка трубопровода				
		подающего	обратного			
Январь (31)	115,24	0,00	0,00	31,14	1,77	117,02
Февраль (28)	101,91	0,00	0,00	28,12	1,57	103,48
Март (31)	101,23	0,00	0,00	31,14	1,55	102,78
Апрель (30)	90,88	0,00	0,00	30,13	1,39	92,26
Май (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь (31)	94,00	0,00	0,00	31,14	1,43	95,43
Ноябрь (30)	92,78	0,00	0,00	30,13	1,42	94,20
Декабрь (31)	102,93	0,00	0,00	31,14	1,58	104,51
Всего за год:	698,97	0,00	0,00	212,93	10,70	709,67

Таблица 3.6 – Нормативные тепловые потери котельной д. Карабиха ЯЦРБ

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки, Гкал			Месячные суммарные потери сетевой воды, м3	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
	Поземная прокладка	Надземная прокладка трубопровода				
		подающего	обратного			
Январь (31)	111,57	0,00	0,00	33,80	1,91	113,49
Февраль (28)	99,10	0,00	0,00	30,53	1,70	100,80
Март (31)	98,44	0,00	0,00	33,80	1,68	100,12
Апрель (30)	76,96	0,00	0,00	32,71	1,30	78,26
Май (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь (31)	80,21	0,00	0,00	33,80	1,35	81,56
Ноябрь (30)	90,41	0,00	0,00	32,71	1,54	91,95
Декабрь (31)	104,45	0,00	0,00	33,80	1,79	106,24
Всего за год:	661,14	0,00	0,00	231,14	11,28	672,42

Таблица 3.7 – Нормативные тепловые потери котельной п. Ананьино

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки, Гкал			Месячные суммарные потери сетевой воды, м3	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
	Поземная прокладка	Надземная прокладка трубопровода				
		подающего	обратного			
Январь (31)	252,54	0,00	0,00	85,15	4,82	257,36
Февраль (28)	224,30	0,00	0,00	76,91	4,28	228,58
Март (31)	222,80	0,00	0,00	85,15	4,24	227,04
Апрель (30)	174,19	0,00	0,00	82,40	3,27	177,47
Май (31)	205,24	0,00	0,00	85,15	5,01	210,25
Июнь (30)	198,61	0,00	0,00	82,40	4,04	202,66
Июль (31)	205,24	0,00	0,00	85,15	4,18	209,41
Август (31)	198,61	0,00	0,00	82,40	4,04	202,66
Сентябрь (30)	205,24	0,00	0,00	85,15	4,18	209,41
Октябрь (31)	181,55	0,00	0,00	85,15	3,41	184,96
Ноябрь (30)	204,63	0,00	0,00	82,40	3,88	208,51
Декабрь (31)	236,42	0,00	0,00	85,15	4,51	240,93
Всего за год:	2509,37	0	0	1002,56	49,86	2559,24

Таблица 3.8 – Нормативные тепловые потери котельной ОАО «Красные Ткачи»

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки, Гкал			Месячные суммарные потери сетевой воды, м3	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
	Поземная прокладка	Надземная прокладка трубопровода				
		подающего	обратного			
Январь (31)	318,28	0,00	0,00	180,11	10,20	328,48
Февраль (28)	282,69	0,00	0,00	162,68	9,06	291,75
Март (31)	280,80	0,00	0,00	180,11	8,96	289,76
Апрель (30)	219,54	0,00	0,00	174,30	6,92	226,46
Май (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь (31)	228,81	0,00	0,00	180,11	7,22	236,02
Ноябрь (30)	257,89	0,00	0,00	174,30	8,21	266,10
Декабрь (31)	297,97	0,00	0,00	180,11	9,53	307,50
Всего за год:	1885,98	0,00	0,00	1231,71	60,11	1946,08

Таблица 3.9 – Нормативные тепловые потери котельной п. Красные Ткачи (школа)

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки, Гкал			Месячные суммарные потери сетевой воды, м3	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
	Поземная прокладка	Надземная прокладка трубопровода				
		подающего	обратного			
Январь (31)	163,79	0,00	0,00	58,15	3,29	167,08
Февраль (28)	145,48	0,00	0,00	52,52	2,92	148,40
Март (31)	144,50	0,00	0,00	58,15	2,89	147,40
Апрель (30)	112,98	0,00	0,00	56,27	2,23	115,21
Май (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь (31)	117,75	0,00	0,00	58,15	2,33	120,08
Ноябрь (30)	132,71	0,00	0,00	56,27	2,65	135,37
Декабрь (31)	153,34	0,00	0,00	58,15	3,08	156,41
Всего за год:	970,54	0,00	0,00	397,65	19,41	989,95

Таблица 3.10 – Нормативные тепловые потери котельной п. Щедрино (первичный контур)

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки, Гкал			Месячные суммарные потери сетевой воды, м3	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
	Поземная прокладка	Надземная прокладка трубопровода				
		подающего	обратного			
Январь (31)	153,21	152,98	97,23	67,88	4,96	408,38
Февраль (28)	134,98	133,36	84,95	61,31	4,37	357,66
Март (31)	131,48	122,52	78,91	67,88	4,25	337,15
Апрель (30)	98,84	79,65	52,51	65,69	3,17	234,17
Май (31)	103,93	79,33	73,04	67,88	4,00	260,30
Июнь (30)	100,58	70,68	63,95	65,69	3,22	238,43
Июль (31)	103,93	70,55	63,32	67,88	3,33	241,13
Август (31)	100,58	70,30	63,53	65,69	3,22	237,63
Сентябрь (30)	103,93	80,51	74,35	67,88	3,33	262,12
Октябрь (31)	103,18	83,72	55,13	67,88	3,31	245,34
Ноябрь (30)	119,65	108,07	69,96	65,69	3,86	301,54
Декабрь (31)	141,11	135,98	87,03	67,88	4,56	368,68
Всего за год:	1395,4	1187,65	863,91	799,23	45,58	3492,53

Таблица 3.11 – Нормативные тепловые потери котельной п. Щедрино (вторичный контур)

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки, Гкал			Месячные суммарные потери сетевой воды, м3	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
	Поземная прокладка	Надземная прокладка трубопровода				
		подающего	обратного			
Январь (31)	177,29	42,15	35,57	38,92	2,21	257,23
Февраль (28)	156,78	36,79	31,08	35,15	1,96	226,60
Март (31)	155,73	34,02	28,87	38,92	1,94	220,56
Апрель (30)	139,81	27,78	20,24	37,66	1,73	189,55
Май (31)	147,17	30,23	25,90	38,92	2,29	205,58
Июнь (30)	142,42	26,88	22,62	37,66	1,85	193,76
Июль (31)	147,17	26,80	22,37	38,92	1,91	198,24
Август (31)	142,42	26,73	22,46	37,66	1,85	193,46
Сентябрь (30)	147,17	30,69	26,38	38,92	1,91	206,14
Октябрь (31)	144,61	28,86	21,12	38,92	1,79	196,38
Ноябрь (30)	142,73	30,94	24,60	37,66	1,77	200,04
Декабрь (31)	158,35	37,60	29,30	38,92	1,97	227,22
Всего за год:	1801,65	379,47	310,51	458,23	23,18	2514,76

Таблица 3.12 – Нормативные тепловые потери котельной ОАО пансионат «Ярославль»

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки, Гкал			Месячные суммарные потери сетевой воды, м3	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
	Поземная прокладка	Надземная прокладка трубопровода				
		подающего	обратного			
Январь (31)	166,04	0,00	0,00	66,64	3,79	169,83
Февраль (28)	146,83	0,00	0,00	60,20	3,35	150,18
Март (31)	145,85	0,00	0,00	66,64	3,32	149,16
Апрель (30)	130,93	0,00	0,00	64,49	2,97	133,90
Май (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь (31)	135,43	0,00	0,00	66,64	3,07	138,50
Ноябрь (30)	133,68	0,00	0,00	64,49	3,03	136,71
Декабрь (31)	148,30	0,00	0,00	66,64	3,37	151,68
Всего за год:	1007,07	0,00	0,00	455,76	22,90	1029,97

3.2 Определение расчетных фактических потерь тепловой энергии

Выполнены по «Методическим указаниям по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «Тепловые потери» СО 153-34.20.523-2003.

Формулы для определения часовых удельных тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловых сетей на основании расчета

3.2.1. Расчет для подземной канальной прокладки

3.2.1.1 Термическое сопротивление изоляции $R_{из}$ [(м · °С)/Вт] определяется по формуле

$$R_{из} = \frac{\ln(1 + 2\delta/d)}{2\pi\lambda_{из}},$$

где d — наружный диаметр трубопровода, м;

δ — толщина изоляции трубопровода, м;

$\lambda_{из}$ — коэффициент теплопроводности изоляции, Вт/(м · °С);

Рассчитывается для подающего ($R_{из}^п$) и обратного ($R_{из}^о$) трубопроводов с подстановкой соответствующих значений d , δ , $\lambda_{из}$.

3.2.1.2 Термическое сопротивление теплоотдаче от поверхности изолированного трубопровода в воздушное пространство канала $R_{возд}$ [(м · °С)/Вт] определяется по формуле

$$R_{возд} = \frac{1}{\pi\alpha(d + 2\delta)},$$

где α — коэффициент теплоотдачи от изоляции трубопровода к воздуху канала; принимается согласно указаниям действующих Строительных норм и правил по тепловой изоляции оборудования и трубопроводов равным 8 Вт/(м² · °С).

Рассчитывается для подающего ($R_{возд}^п$) и обратного ($R_{возд}^о$) трубопроводов с подстановкой соответствующих значений d и δ .

3.2.1.3 Термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха в канале к грунту $R_{возд}^{кан}$ [(м · °С)/Вт] определяется по формуле:

$$R_{возд}^{кан} = \frac{1}{\pi\alpha_{в}d_{экв}},$$

где α_b — коэффициент теплоотдачи от воздуха в канале к грунту; принимается согласно указаниям действующих Строительных норм и правил по тепловой изоляции оборудования и трубопроводов равным $8 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$;

$d_{\text{эКВ}}$ — эквивалентный диаметр сечения канала в свету (м); определяется по формуле

$$d_{\text{эКВ}} = 2 b h / (b + h),$$

где b — ширина канала, м;

h — высота канала, м.

3.2.1.4 Термическое сопротивление массива грунта $R_{\text{гр}}$ [$(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})/\text{Вт}$] определяется по формуле

$$R_{\text{гр}} = \frac{\ln[3,5(H/h)(h/b)^{0,25}]}{\lambda_{\text{гр}}(5,7 + 0,5b/h)},$$

где H — глубина заложения, до оси трубопроводов, м;

$\lambda_{\text{гр}}$ — коэффициент теплопроводности грунта, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$.

3.2.1.5 Температура воздуха в канале $t_{\text{кан}}$ ($^\circ\text{C}$) определяется по формуле

$$t_{\text{кан}} = \frac{[t_{\text{п}}^{\text{ср.г}} / (R_{\text{из}}^{\text{п}} + R_{\text{возд}}^{\text{п}})] + [t_{\text{о}}^{\text{ср.г}} / (R_{\text{из}}^{\text{о}} + R_{\text{возд}}^{\text{о}})] + [t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}} / (R_{\text{возд}}^{\text{кан}} + R_{\text{гр}})]}{[1 / (R_{\text{из}}^{\text{п}} + R_{\text{возд}}^{\text{п}})] + [1 / (R_{\text{из}}^{\text{о}} + R_{\text{возд}}^{\text{о}})] + [1 / (R_{\text{возд}}^{\text{кан}} + R_{\text{гр}})]},$$

где $t_{\text{п}}^{\text{ср.г}}$ — среднегодовая температура теплоносителя в подающем трубопроводе, $^\circ\text{C}$;

$t_{\text{о}}^{\text{ср.г}}$ — среднегодовая температура теплоносителя в обратном трубопроводе, $^\circ\text{C}$;

$t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}}$ — среднегодовая температура грунта, $^\circ\text{C}$.

3.2.1.6 Среднегодовые часовые удельные тепловые потери q_p ($\text{Вт}/\text{м}$) определяются по формуле

$$q_p = (t_{\text{кан}} - t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}}) / (R_{\text{возд}}^{\text{кан}} + R_{\text{гр}}).$$

3.2.2 Расчет для подземной бесканальной прокладки

3.2.2.1. Термическое сопротивление изоляции рассчитывается по формуле п. 3.2.1.1. При определении коэффициента теплопроводности изоляции следует учитывать коэффициент увлажнения согласно действующим Строительным нормам и правилам по тепловой изоляции оборудования и трубопроводов.

3.2.2.2 Термическое сопротивление массива грунта $R_{\text{гр}}$ [$(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})/\text{Вт}$] определяется по формуле

$$R_{гр} = \frac{\ln[4H/(d + 2\delta)]}{2\pi\lambda_{гр}},$$

где H — глубина заложения до оси трубопроводов, м.

3.2.2.3 Термическое сопротивление, учитывающее взаимное влияние подающего и обратного трубопроводов $R_{п,о}$ [(м · °С)/Вт] определяется по формуле

$$R_{п,о} = \frac{\ln\sqrt{1+(2H/s)^2}}{2\pi\lambda_{гр}},$$

где s — расстояние между осями трубопроводов, м.

3.2.2.4 Среднегодовые часовые удельные тепловые потери подающего $q_{п}$ и обратного $q_{о}$ трубопроводов (Вт/м) определяются по формулам

$$q_{п} = \frac{(t_{п}^{ср.г} - t_{гр}^{ср.г})(R_{из}^о + R_{гр}^о) - (t_{о}^{ср.г} - t_{гр}^{ср.г})R_{п,о}}{(R_{из}^{п} + R_{гр}^{п})(R_{из}^о + R_{гр}^о) - R_{п,о}^2},$$

$$q_{о} = \frac{(t_{о}^{ср.г} - t_{гр}^{ср.г})(R_{из}^{п} + R_{гр}^{п}) - (t_{п}^{ср.г} - t_{гр}^{ср.г})R_{п,о}}{(R_{из}^{п} + R_{гр}^{п})(R_{из}^о + R_{гр}^о) - R_{п,о}^2}.$$

3.2.2.5 Среднегодовые часовые удельные тепловые потери $q_{р}$ (Вт/м) определяются по формуле

$$q_{р} = q_{п} + q_{о}.$$

3.2.3. Расчет для надземной прокладки

3.2.3.1 Среднегодовые часовые удельные тепловые потери любого трубопровода q (Вт/м) определяются по формуле

$$q = \frac{\pi(t_{п}^{ср.г} - t_{возд}^{ср.г})}{\frac{\ln[(d + 2\delta)/d]}{2\lambda_{из}} + \frac{1}{\alpha_{из}(d + 2\delta)}},$$

где $t_{возд}^{ср.г}$ — среднегодовая температура наружного воздуха;

$\alpha_{из}$ — коэффициент теплоотдачи от поверхности изоляции к окружающему воздуху; может приниматься от 6 Вт/(м² · °С) при малых значениях скорости ветра и коэффициента излучения покровного слоя изоляции до 29 Вт/(м² · °С) при высоких значениях этих показателей согласно действующим Строительным нормам и правилам по тепловой изоляции оборудования и трубопроводов.

Рассчитываются для подающего ($q_{п}$) и обратного ($q_{о}$) трубопроводов с подстановкой соответствующих значений $t^{ср.г}$, d , δ и $\lambda_{из}$.

Таблица 3.2.1 – Расчетные тепловые потери котельной п. Белкино

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети, Гкал	Месячные суммарные потери сетевой воды, м ³	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
Январь (31)	18,51	2,23	0,13	18,64
Февраль (28)	16,43	2,02	0,11	16,55
Март (31)	16,27	2,23	0,11	16,38
Апрель (30)	12,65	2,16	0,09	12,73
Май (31)	0,00	0,00	0	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0	0,00
Октябрь (31)	13,18	2,23	0,09	13,27
Ноябрь (30)	14,92	2,16	0,10	15,02
Декабрь (31)	17,29	2,23	0,12	17,41
Всего за год:	109,26	15,26	0,75	110,01

Таблица 3.2.2 – Расчетные тепловые потери котельной п. Дубки

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети Гкал	Месячные суммарные потери сетевой воды, м ³	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
Январь (31)	923,88	424,07	31,72	955,60
Февраль (28)	817,20	383,03	28,10	845,30
Март (31)	788,37	424,07	27,33	815,71
Апрель (30)	603,14	410,39	21,06	624,21
Май (31)	492,16	410,39	17,54	509,69
Июнь (30)	478,48	398,99	17,05	495,53
Июль (31)	508,56	424,07	18,12	526,68
Август (31)	508,56	424,07	18,12	526,68
Сентябрь (30)	492,16	410,39	17,54	509,69
Октябрь (31)	627,21	424,07	21,90	649,11
Ноябрь (30)	704,55	398,99	24,48	729,03
Декабрь (31)	846,95	424,07	29,25	876,19
Всего за год:	7791,22	4956,66	69,92	8063,44

Таблица 3.2.3 – Расчетные тепловые потери котельной п. Кормилицино

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети, Гкал	Месячные суммарные потери сетевой воды, м ³	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
Январь (31)	109,32	28,57	1,62	110,94
Февраль (28)	97,04	25,81	1,44	98,48
Март (31)	96,03	28,57	1,42	97,45
Апрель (30)	74,59	27,65	1,1	75,69
Май (31)	0,00	0,00	0	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0	0,00
Октябрь (31)	77,76	28,57	1,15	78,90
Ноябрь (30)	88,04	27,65	1,3	89,35
Декабрь (31)	102,11	28,57	1,51	103,62
Всего за год:	644,89	195,40	9,54	654,43

Таблица 3.2.4 – Расчетные тепловые потери котельной п. Красные Ткачи (2-е производство)

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети, Гкал	Месячные суммарные потери сетевой воды, м ³	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
Январь (31)	104,04	49,77	2,82	106,86
Февраль (28)	92,36	44,95	2,51	94,86
Март (31)	91,41	49,77	2,48	93,88
Апрель (30)	71,02	48,16	1,91	72,93
Май (31)	0,00	0,00	0	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0	0,00
Октябрь (31)	74,03	49,77	2	76,03
Ноябрь (30)	83,81	48,16	2,27	86,08
Декабрь (31)	97,18	49,77	2,64	99,82
Всего за год:	613,85	340,33	16,62	630,48

Таблица 3.2.5 – Расчетные тепловые потери котельной д. Карабиха (школа)

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети, Гкал	Месячные суммарные потери сетевой воды, м ³	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
Январь (31)	123,49	25,19	1,43	124,92
Февраль (28)	109,62	22,75	1,27	110,89
Март (31)	108,45	25,19	1,25	109,71
Апрель (30)	84,21	24,38	0,97	85,18
Май (31)	0,00	0,00	0,00	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0,00	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь (31)	87,79	25,19	1,01	88,80
Ноябрь (30)	99,43	24,38	1,15	100,57
Декабрь (31)	115,33	25,19	1,33	116,66
Всего за год:	728,32	172,28	8,42	736,74

Таблица 3.2.6 – Расчетные тепловые потери котельной д. Карабиха (ЯЦРБ)

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети, Гкал	Месячные суммарные потери сетевой воды, м ³	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
Январь (31)	116,88	29,11	1,65	118,53
Февраль (28)	103,75	26,30	1,47	105,22
Март (31)	102,65	29,11	1,45	104,10
Апрель (30)	79,71	28,17	1,12	80,83
Май (31)	0,00	0,00	0,00	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0,00	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь (31)	83,09	29,11	1,17	84,26
Ноябрь (30)	94,11	28,17	1,33	95,43
Декабрь (31)	109,15	29,11	1,54	110,70
Всего за год:	689,34	199,10	9,73	699,07

Таблица 3.2.7 – Расчетные тепловые потери котельной п. Ананьино

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети, Гкал	Месячные суммарные потери сетевой воды, м ³	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
Январь (31)	253,26	75,90	4,30	257,56
Февраль (28)	227,80	68,56	3,87	231,66
Март (31)	254,95	75,90	4,33	259,28
Апрель (30)	250,42	73,46	4,25	254,67
Май (31)	206,62	73,46	3,57	210,19
Июнь (30)	200,88	71,41	3,48	204,36
Июль (31)	213,51	75,90	3,69	217,20
Август (31)	213,51	75,90	3,69	217,20
Сентябрь (30)	206,62	73,46	3,57	210,19
Октябрь (31)	258,76	75,90	4,39	263,16
Ноябрь (30)	243,06	71,41	4,13	247,19
Декабрь (31)	253,47	75,90	4,30	257,77
Всего за год:	2782,86	887,18	47,57	2830,44

Таблица 3.2.8 – Расчетные тепловые потери котельной ОАО «Красные Ткачи»

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети, Гкал	Месячные суммарные потери сетевой воды, м ³	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
Январь (31)	335,14	171,52	9,73	344,86
Февраль (28)	297,50	154,92	8,63	306,14
Март (31)	294,43	171,52	8,54	302,97
Апрель (30)	228,76	165,98	6,60	235,36
Май (31)	0,00	0,00	0,00	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0,00	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь (31)	238,47	171,52	6,88	245,35
Ноябрь (30)	269,97	165,98	7,83	277,79
Декабрь (31)	313,05	171,52	9,09	322,13
Всего за год:	1977,32	1172,95	57,29	2034,61

Таблица 3.2.9 – Расчетные тепловые потери котельной п. Красные Ткачи (школа)

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети, Гкал	Месячные суммарные потери сетевой воды, м ³	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
Январь (31)	171,38	51,75	2,93	174,31
Февраль (28)	152,13	46,74	2,60	154,73
Март (31)	150,52	51,75	2,58	153,10
Апрель (30)	116,91	50,08	1,99	118,90
Май (31)	0,00	0,00	0,00	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0,00	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь (31)	121,87	51,75	2,08	123,95
Ноябрь (30)	138,00	50,08	2,36	140,36
Декабрь (31)	160,06	51,75	2,74	162,80
Всего за год:	1010,87	353,89	17,29	1028,15

Таблица 3.2.10 – Расчетные тепловые потери котельной п. Щедрино (первичный контур)

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети, Гкал	Месячные суммарные потери сетевой воды, м ³	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
Январь (31)	409,93	62,75	4,69	414,62
Февраль (28)	362,61	56,68	4,16	366,76
Март (31)	351,43	62,75	4,05	355,48
Апрель (30)	270,33	60,73	3,12	273,45
Май (31)	220,41	60,73	2,59	223,01
Июнь (30)	214,29	59,04	2,52	216,81
Июль (31)	227,76	62,75	2,68	230,44
Август (31)	227,76	62,75	2,68	230,44
Сентябрь (30)	220,41	60,73	2,59	223,01
Октябрь (31)	280,92	62,75	3,24	284,16
Ноябрь (30)	314,40	59,04	3,62	318,02
Декабрь (31)	376,66	62,75	4,33	380,98
Всего за год:	3476,91	733,44	40,28	3517,18

Таблица 3.2.11 – Расчетные тепловые потери котельной п. Щедрино (первичный контур)

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети, Гкал	Месячные суммарные потери сетевой воды, м3	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
Январь (31)	272,27	27,97	1,58	273,86
Февраль (28)	243,63	25,26	1,42	245,06
Март (31)	265,66	27,97	1,59	267,26
Апрель (30)	250,40	27,07	1,57	251,96
Май (31)	211,34	27,07	1,32	212,66
Июнь (30)	199,93	26,32	1,28	201,21
Июль (31)	210,17	27,97	1,36	211,53
Август (31)	212,13	27,97	1,36	213,49
Сентябрь (30)	212,41	27,07	1,32	213,72
Октябрь (31)	259,11	27,97	1,62	260,73
Ноябрь (30)	250,41	26,32	1,52	251,93
Декабрь (31)	267,84	27,97	1,59	269,42
Всего за год:	2855,32	326,94	17,53	2872,85

Таблица 3.2.12 – Расчетные тепловые потери котельной ОАО пансионат «Ярославль»

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети, Гкал	Месячные суммарные потери сетевой воды, м3	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
Январь (31)	272,27	27,97	1,58	273,86
Февраль (28)	243,63	25,26	1,42	245,06
Март (31)	265,66	27,97	1,59	267,26
Апрель (30)	250,40	27,07	1,57	251,96
Май (31)	211,34	27,07	1,32	212,66
Июнь (30)	199,93	26,32	1,28	201,21
Июль (31)	210,17	27,97	1,36	211,53
Август (31)	212,13	27,97	1,36	213,49
Сентябрь (30)	212,41	27,07	1,32	213,72
Октябрь (31)	259,11	27,97	1,62	260,73
Ноябрь (30)	250,41	26,32	1,52	251,93
Декабрь (31)	267,84	27,97	1,59	269,42
Всего за год:	2855,32	326,94	17,53	2872,85

Таблица 3.2.12 – Расчетные тепловые потери котельной ОАО пансионат «Ярославль»

Месяц	Месячные тепловые потери всей сети, Гкал	Месячные суммарные потери сетевой воды, м3	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, Гкал
Январь (31)	174,89	58,05	3,29	178,18
Февраль (28)	155,24	52,43	2,92	158,16
Март (31)	153,58	58,05	2,89	156,47
Апрель (30)	119,24	56,18	2,23	121,48
Май (31)	0,00	0,00	0,00	0,00
Июнь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00
Июль (31)	0,00	0,00	0,00	0,00
Август (31)	0,00	0,00	0,00	0,00
Сентябрь (30)	0,00	0,00	0,00	0,00
Октябрь (31)	124,31	58,05	2,33	126,64
Ноябрь (30)	140,79	56,18	2,65	143,44
Декабрь (31)	163,32	58,05	3,08	166,39
Всего за год:	1031,36	396,98	19,39	1050,75

3.3 Сопоставление нормативных и фактических тепловых потерь котельных

В таблице 3.3.1 представлена информация по сопоставлению нормативных и фактических тепловых потерь котельных.

Таблица 3.3.1 Сопоставление нормативных и фактических тепловых потерь котельных.

№ п/п	Наименование котельной	Нормативные потери, Гкал	Расчетные потери, Гкал	Потери по учету, Гкал
1	п. Белкино	106,72	110,01	нет данных
2	п. Дубки	7497,39	8063,44	нет данных
3	д. Кормилицино	621,25	654,43	265,54
4	п. Красные Ткачи (2-е производство)	594,35	630,48	430,62
5	д. Карабиха Школа	709,67	736,74	нет данных
6	д. Карабиха ЯЦРБ	672,42	699,07	нет данных
7	п. Ананьино	2559,24	2830,44	нет данных
8	ОАО «Красные Ткачи»	1946,08	2034,61	нет данных
9	п. Красные Ткачи (школа)	989,95	1028,15	696,45
10	п. Щедрино (первичный контур)	3492,53	3517,18	нет данных
11	п. Щедрино (вторичный контур)	2514,76	2872,85	нет данных
12	ОАО пансионат «Ярославль»	1029,97	1050,75	нет данных

В таблице 3.3.2 представлена информация по материальной характеристике тепловых сетей.

Таблица 3.3.2 Сводная информация по материальной характеристике тепловых сетей.

Котельная	Длина трубопроводов в 2-х трубном исполнении, м	Средний диаметр, мм	Материальная характеристика в 2-х трубном исполнении, м ²
Котельная п.Карабиха (ЯЦРБ)	1327	81,85	108,615
Котельная п.Карабиха (школа)	1471	83,29	122,5196
Котельная п.Красные Ткачи (на школу)	1878	90,52	169,9966
Котельная п.Красные Ткачи (второе производство)	1135,5	104,09	118,1942
Котельная ОАО «Красные Ткачи»	-	-	-
Котельная п.Ананьино	3142	83,62	262,734
Котельная п.Белкино	218	58,5	12,753
Котельная п.Кормилицино	1125	100	112,5
ТЭЦ-3 на п.Дубки	9754	99,05	966,1337
ТЭЦ-3 на п.Щедрино	4857,5	81,28	394,8176
Котельная ОАО пансионат «Ярославль»	1284	95,12	122,134

Центральные тепловые пункты установлены в п. Щедрино для перевода магистрального температурного графика от ТЭЦ-3 г. Ярославля со 150/70 на 95/70 для вторичных тепловых сетей п. Щедрино. Тепловые пункты в остальных населенных пунктах Карабихского сельского поселения и насосные повысительные станции на тепловых сетях отсутствуют.

Потери тепловой энергии в сетях составляют 15-20% от отпускаемой источником тепловой энергии.

Коммерческий (приборный) учет тепловой энергии у потребителей отсутствует.

Обслуживание насосного оборудования не автоматизировано.

Для защиты тепловых сетей от превышения давления на основном оборудовании котельных установлены сбросные клапана.

Часть 4 Зоны действия источников тепловой энергии.

Зоны действия источников тепловой энергии Карабихского сельского поселения и схемы присоединенных к ним тепловых сетей представлены на рисунках 4.1-4.11.

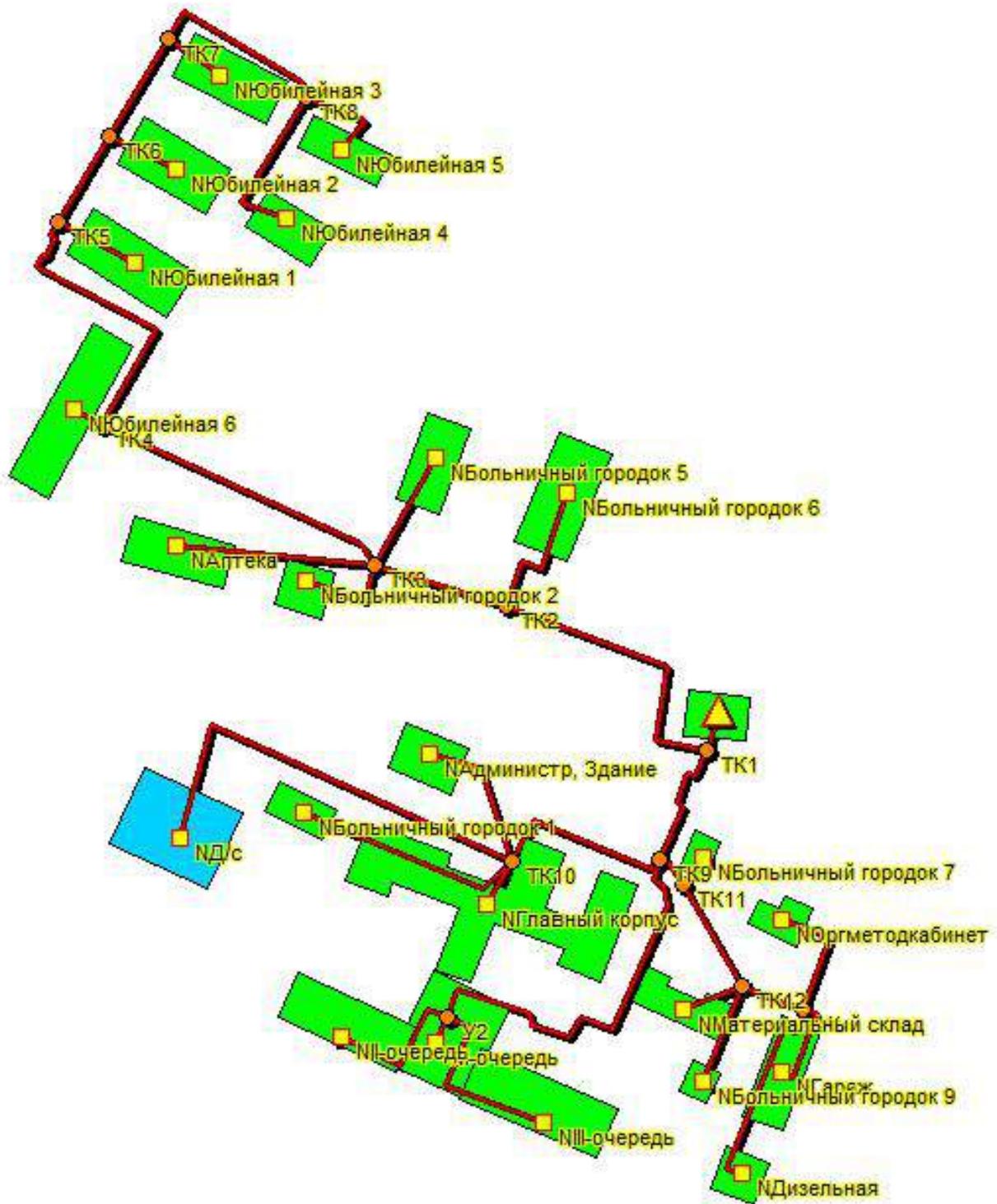


Рисунок 4.1 Зона действия источника тепловой энергии д. Карабиха ЯЦРБ и схема присоединенных к нему тепловых сетей с подключением новых потребителей (синим цветом выделены перспективные потребители)

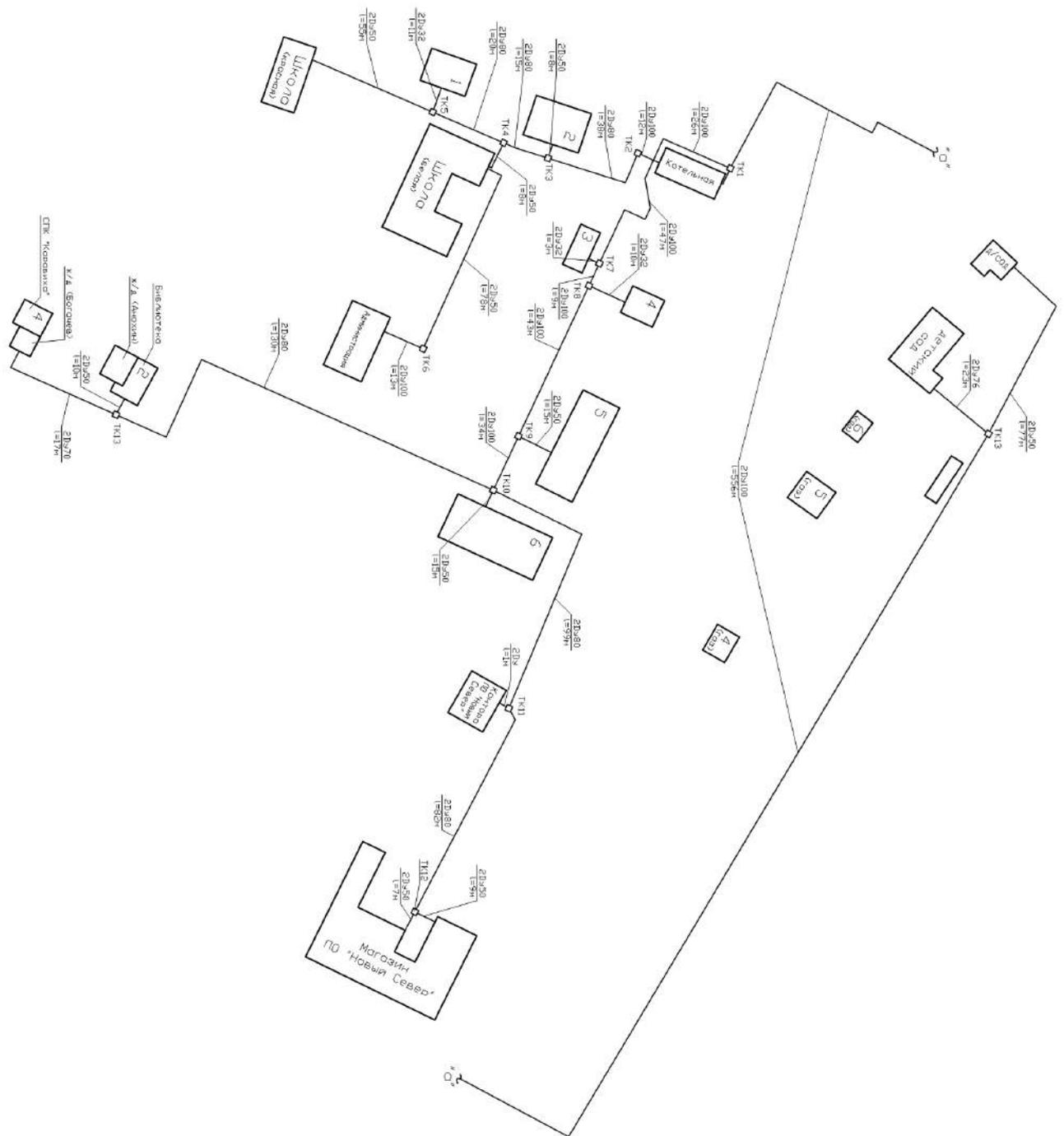


Рисунок 4.2 Зона действия источника тепловой энергии д. Карбиха (школа) и схема присоединенных к нему тепловых сетей.

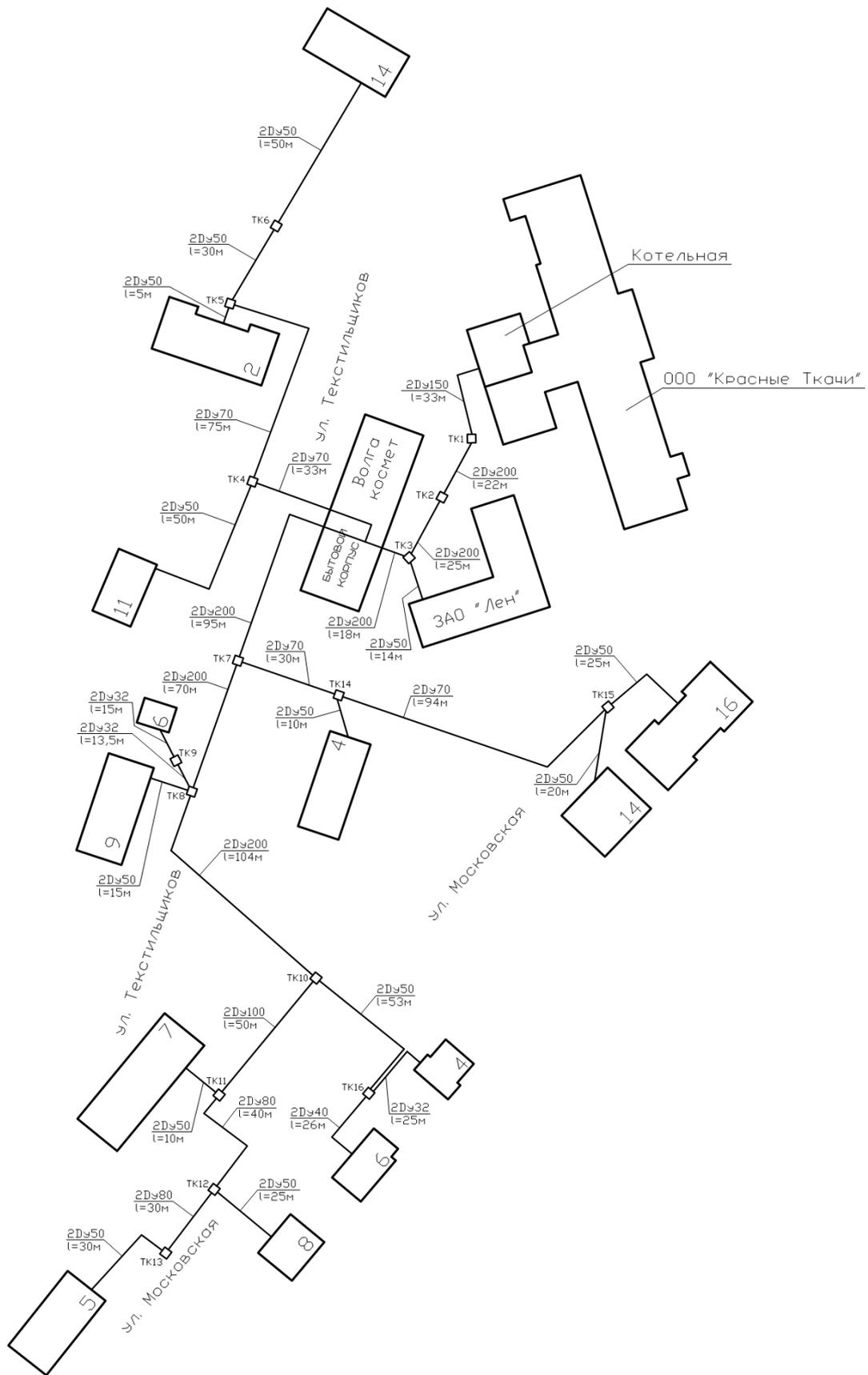


Рисунок 4.4 Зона действия источника тепловой энергии п. Красные Ткачи (второе производство) и схема присоединенных к нему тепловых сетей.



Рисунок 4.5 Зона действия источника тепловой энергии ОАО «Красные Ткачи» и схема присоединенных к нему тепловых сетей с подключением новых потребителей (синим цветом выделены перспективные потребители)

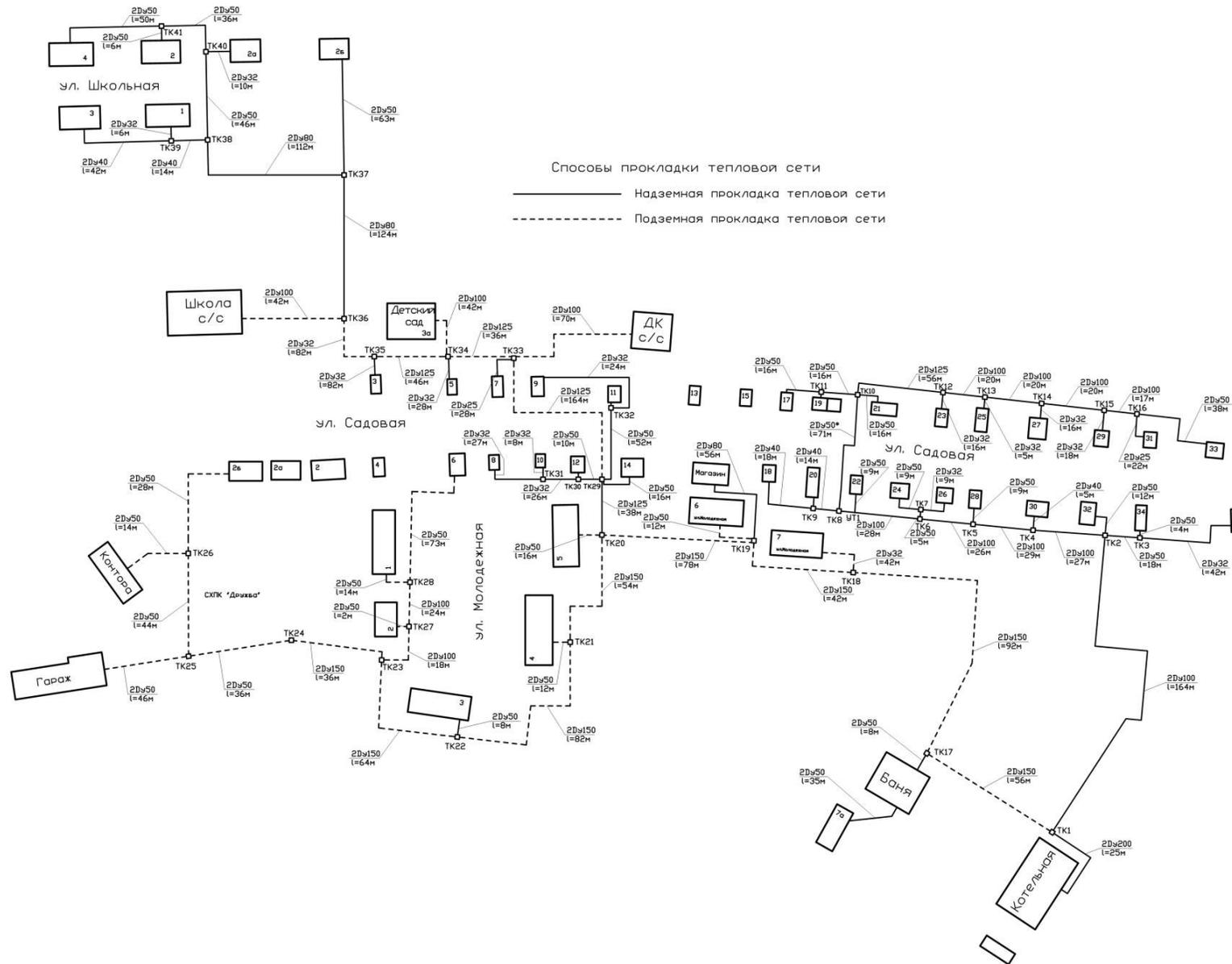


Рисунок 4.6 Зона действия источника тепловой энергии п. Ананьино и схема присоединенных к нему тепловых сетей.

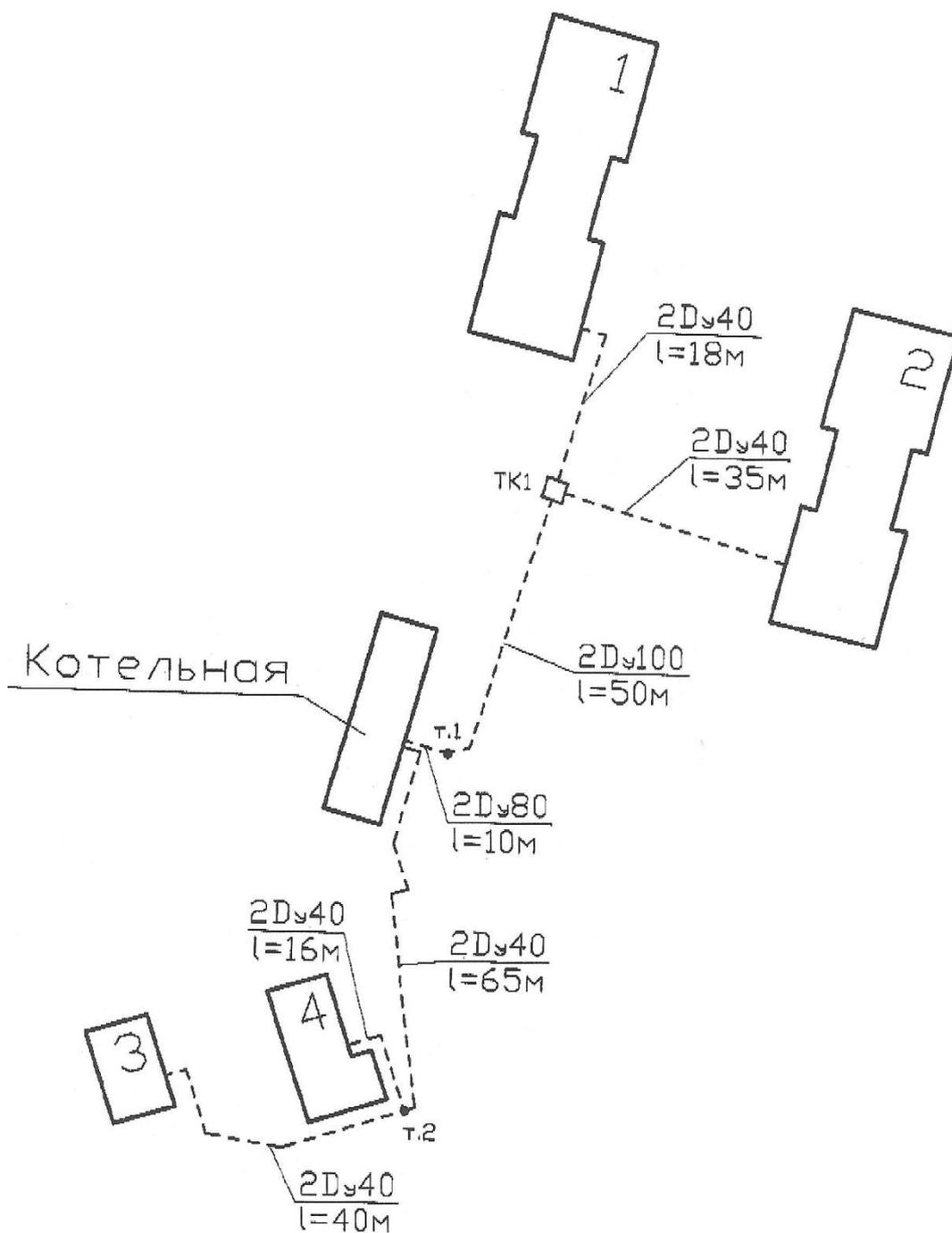


Рисунок 4.7 Зона действия источника тепловой энергии п. Белкино и схема присоединенных к нему тепловых сетей.

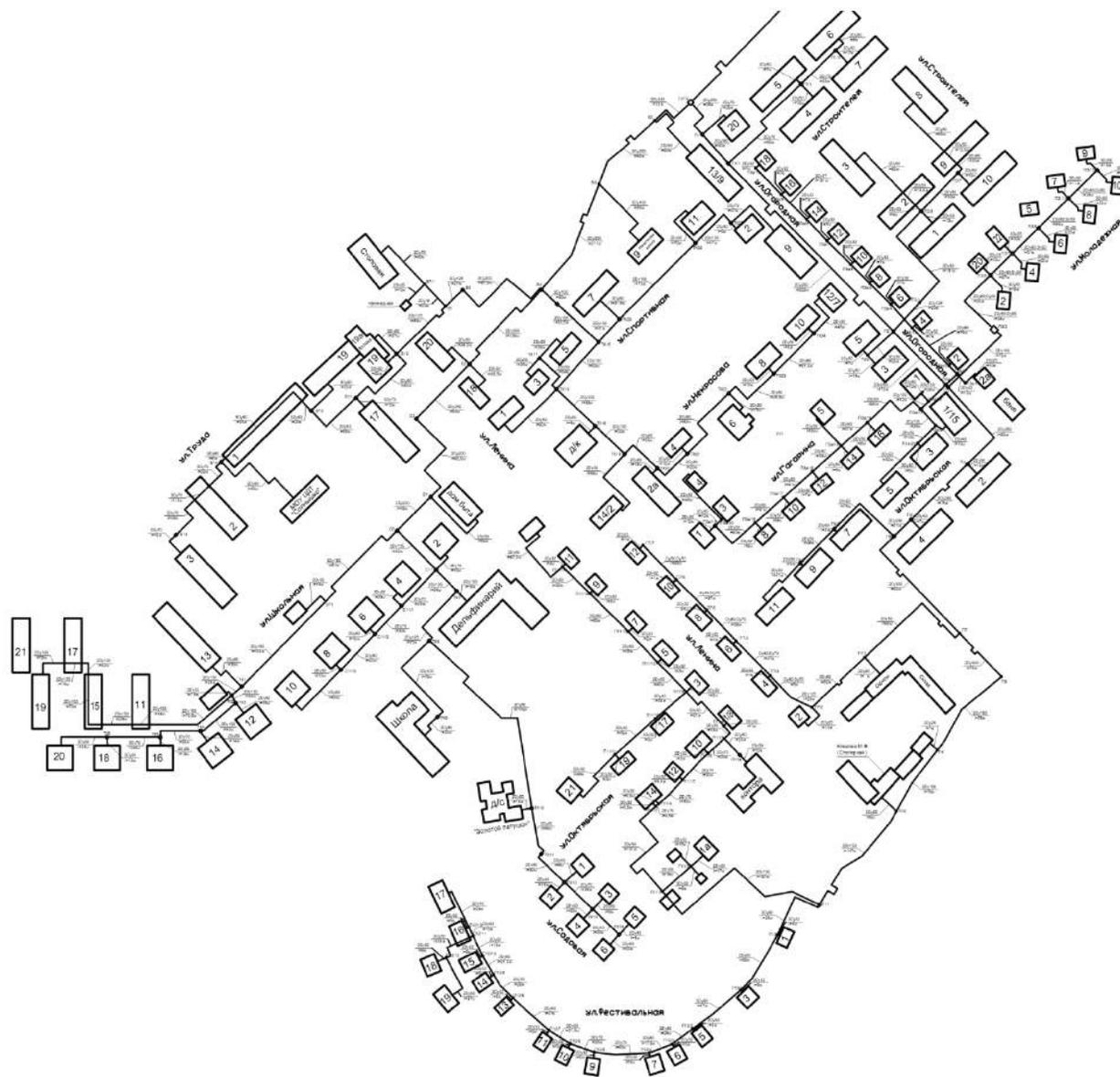


Рисунок 4.8 Зона действия ТЭЦ-3 г. Ярославль на п. Дубки и схема присоединенных к ней тепловых сетей.



Рисунок 4.9 Зона действия ТЭЦ-3 г. Ярославль на п. Щедрино и схема присоединенных к ней тепловых сетей.

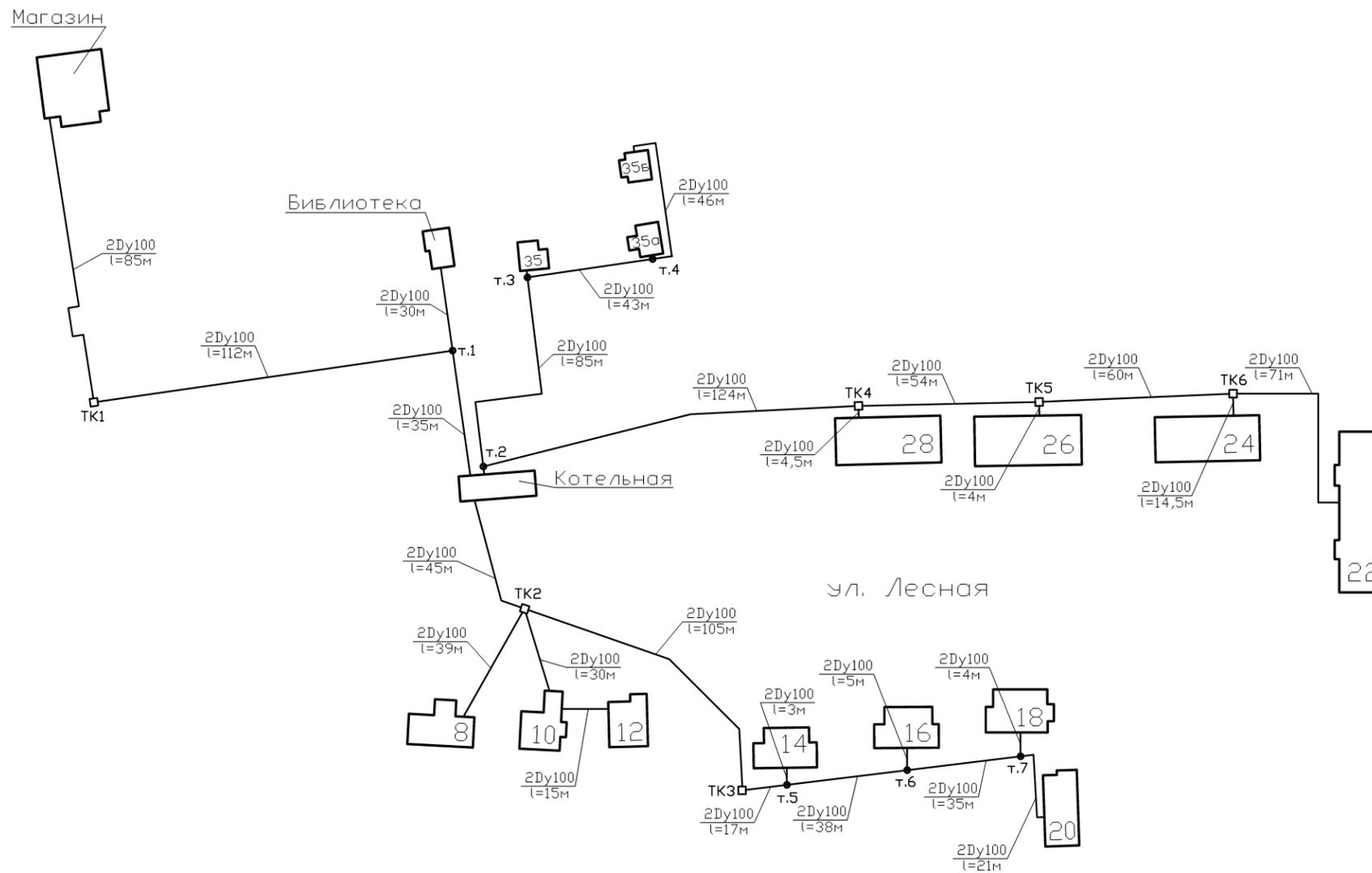


Рисунок 4.10 Зона действия источника тепловой энергии п. Кормилицино и схема присоединенных к нему тепловых сетей.

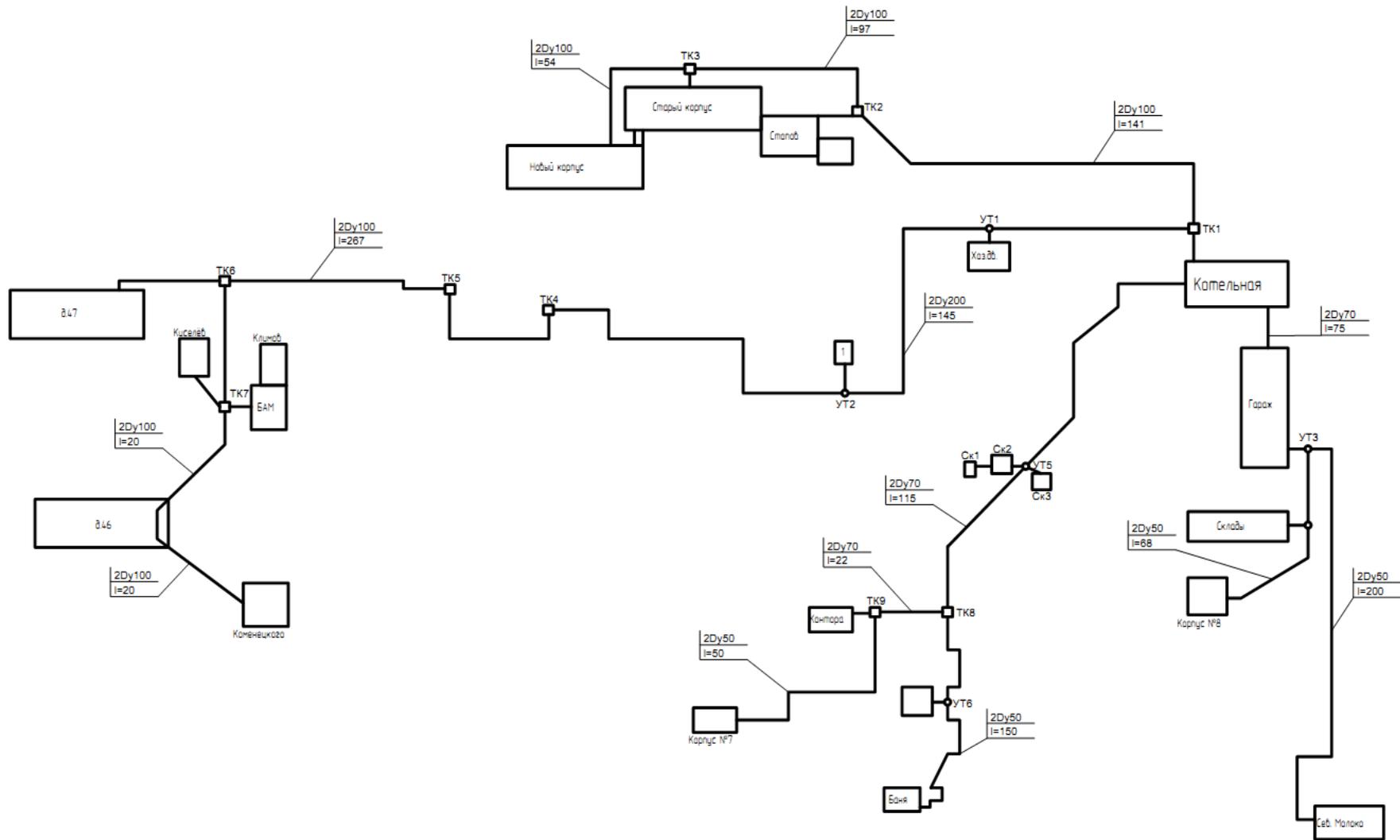


Рисунок 4.11 Зона действия источника тепловой энергии пансионата ОАО «Ярославль» и схема присоединенных к нему тепловых сетей.

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

В таблице 5.1 приведены тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии и групп потребителей тепловой энергии по каждой зоне действия источников тепловой энергии на территории Карабахского сельского поселения.

Таблица 5.1 Сводная информация тепловых нагрузок котельных.

Котельная	Тепловые нагрузки			
	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч.	Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч.	ГВС, Гкал/ч.	Итого, Гкал/ч.
Котельная п.Карабиха (ЯЦРБ)				
МУЗ ЯЦРБ:				
- главный корпус	0,1916	0,01399	-	0,20559
- 1 очередь	0,023343	-	-	0,023343
- 2 очередь	0,10836	0,07377	-	0,18213
- 3 очередь	0,1264	0,0924	-	0,2188
- административное здание	0,05486	-	-	0,05486
- старый гараж	0,01264	-	-	0,01264
- гараж	0,04266	-	-	0,04266
- помещение для водителей	0,0054	-	-	0,0054
- оргметодкабинет	0,00826	-	-	0,00826
- дизельная	0,01841	-	-	0,01841
- материальный склад	0,02475	-	-	0,02475
ООО "Исцелитель"	0,00788	-	-	0,00788
Жилой фонд ЗАО«ЯРУ «ЖКХ»:				
Больничный городок д.1	0,0176	-	-	0,0176
Больничный городок д.2	0,0157	-	-	0,0157
Больничный городок д.5	0,0551	-	-	0,0551
Больничный городок д.6	0,0969	-	-	0,0969
Больничный городок д.7	0,0062	-	-	0,0062
Юбилейная, д.1	0,0816	-	-	0,0816
Юбилейная, д.2	0,0837	-	-	0,0837
Юбилейная, д.3	0,0811	-	-	0,0811
Юбилейная, д.4	0,0688	-	-	0,0688
Юбилейная, д.5	0,0428	-	-	0,0428
Юбилейная, д.6	0,1319	-	-	0,1319
Частный жилой фонд:				
Больничный городок д.9	0,0100	-	-	0,0100
Котельная п.Карабиха (школа)				
Администрация Карабахского с/п	0,0202	-	-	0,0202
МУ Дубковский КСЦ: библиотека	0,00584	-	-	0,00584
МОУ Карабахская СОШ, в т.ч.:				
- школа белая	0,09699	-	-	0,09699
- школа красная	0,02356	-	-	0,02356

- детский сад № 2 "Карабиха"	0,02176	-	-	0,02176
ПО "Новый Север" (контора)	0,01301	-	-	0,01301
Жилой фонд ЗАО "ЯРУ "ЖКХ":				
ул.Школьная, д.1	0,0165	-	-	0,0165
ул.Школьная, д.2	0,0403	-	-	0,0403
ул.Школьная, д.5	0,0702	-	-	0,0702
ул.Школьная, д.6	0,0708	-	-	0,0708
Частный жилой фонд:				
ул.Школьная, 3	0,0195	-	-	0,0195
ул.Школьная, 4	0,020	-	-	0,020
ул.Нагорная, 4	0,0122	-	-	0,0122
ул.Нагорная, 2	0,0079	-	-	0,0079
ул. Полевая, 4	0,0083	-	-	0,0083
Котельная п.Красные Ткачи (на школу)				
МОУ Красноткацкая СОШ:				
-школа с пристройкой (счетчик)	0,58894	-	-	0,58894
-гараж	0,02331	-	-	0,02331
-МУЗ ЯЦРБ (поликлиника)	0,02766	-	-	0,02766
Контора ЯРПУ ЖКХ, в т.ч.:				
- столярная мастерская	0,01889	-	-	0,01889
- гараж	0,06685	-	-	0,06685
- склад	0,02453	-	-	0,02453
- красный уголок	0,00932	-	-	0,00932
- здание ПТО	0,01558	-	-	0,01558
- контора	0,01793	-	-	0,01793
ФГУЗ "Центр гигиены и эпидем. ЯО"	0,01311	-	-	0,01311
ОАО "Центртелеком"	0,02744	-	-	0,02744
Жилой фонд ЗАО "ЯРУ "ЖКХ":				
ул.Б. Октябрьская, д.1а	0,0773	-	-	0,0773
Октябрьский пер, д.1	0,0595	-	-	0,0595
Октябрьский пер, д.2	0,1317	-	-	0,1317
Октябрьский пер, д.4	0,0453	-	-	0,0453
дер.Ершово, д. 1а	0,0095	-	-	0,0095
Промышленный пр-д, 3	0,0145	-	-	0,0145
Промышленный пр-д, 4	0,01	-	-	0,01
Промышленный пр-д, 6	0,0126	-	-	0,0126
ул. Калинина, д. 1а	0,0115	-	-	0,0115
ул. Калинина, д. 6	0,0088	-	-	0,0088
ул. Калинина, д. 8	0,0103	-	-	0,0103
ул. Калинина, д. 9	0,0094	-	-	0,0094
Частный жилой фонд:				
ул.Калинина, д.1	0,0125	-	-	0,0125
ул.Калинина, д.5	0,0097	-	-	0,0097
ул.Калинина, д.7	0,0103	-	-	0,0103
ул.Калинина, д.10	0,0094	-	-	0,0094
дер.Ершово, 9	0,0303	-	-	0,0303
Промышленный пр-д, 2	0,0138	-	-	0,0138

Ноготино, д.2а	0,007775	-	-	0,007775
Ноготино, д.53	0,006172	-	-	0,006172
Котельная п.Красные ткачи (2-е производство)				
Жилой фонд ЗАО "ЯРУ "ЖКХ":				
Московская, 2	0,0582	-	-	0,0582
Московская, 4	0,0182	-	-	0,0182
Московская, 6	0,0147	-	-	0,0147
Московская, 8	0,0147	-	-	0,0147
Московская, 14	0,0511	-	-	0,0511
Московская, 16	0,0811	-	-	0,0811
Текстильщиков, 2	0,0474	-	-	0,0474
Текстильщиков, 6	0,0412	-	-	0,0412
Текстильщиков, 7	0,0786	-	-	0,0786
Текстильщиков, 9	0,0563	-	-	0,0563
Текстильщиков, 11	0,0195	-	-	0,0195
Текстильщиков, 14	0,0524	-	-	0,0524
Котельная ОАО «Красные ткачи»				
Производство:				
Производственные помещения ткацкого производства	1,382	-	-	1,382
Столовая	0,032	-	-	0,032
Производственные помещения отделочного производства	1,098	-	-	1,098
Водонапорная башня	0,023	-	-	0,023
Щелоковое отделение	0,027	-	-	0,027
Компрессорная	0,009	-	-	0,009
Мазутное хозяйство	0,046	-	-	0,046
Котельная	0,026	-	-	0,026
Управление	0,099	-	-	0,099
Склады	0,062	-	-	0,062
Склад №8, упаковочная	0,086	-	-	0,086
Проходная	0,014	-	-	0,014
Контора гаража	0,007	-	-	0,007
Склад цемента	0,007	-	-	0,007
Склад стройматериалов	0,017	-	-	0,017
Сторонние организации:				
ГУП ЯО «Областная фармация»	0,01297	-	-	0,01297
МУ «Многофункциональный центр развития Карабихского сельского поселения ЯМР ЯО»	0,052654	-	-	0,052654
МУЗ ЯЦРБ	0,0121	-	-	0,0121
МУ комплексный центр социального обслуживания населения ЯМР «Золотая осень»	0,23707	-	-	0,23707
МУ Дубковский КСЦ ЯМР	0,09578	-	-	0,09578
МДОУ детский сад	0,05969	-	-	0,05969

комбинированного вида №8 «Ленок»				
ГУ ЯО ОПС-7	0,0209	-	-	0,0209
ЗАО ЯРПУ ЖКХ нежилое помещение Б. Октябрьская, 21	0,00718	-	-	0,00718
ОАО ЯРУ ЖКХ баня	0,02186	-	-	0,02186
ОАО ЯРУ ЖКХ (отопление жилых домов)	3,6071	-	-	3,6071
ОАО ЯРУ ЖКХ (горячее водоснабжение населения)	-	-	0,0406	0,0406
Потребительское общество «Красные ткачи»	0,48468	-	-	0,48468
ФГУП «Почта России»	0,02805	-	-	0,02805
ОАО «Сбербанк России»	0,02465	-	-	0,02465
Котельная п.Ананьино				
МУ Дубковский КСЦ	0,06269	-	-	0,06269
МОУ Ананьинская СОШ	0,10236	-	0,009	0,11136
ЯЦРБ Ананьинский ФАП	0,00337	-	-	0,00337
ПО "Новый Север"	0,02391	-	0,00074	0,02465
СХПК "Дружба", в т.ч.:				
- гараж	0,05144	-	-	0,05144
- столовая	0,01686	-	-	0,01686
- контора	0,01695	-	-	0,01695
- ж.д. ул. Садовая, 3а	0,07635	-	0,00788	0,08423
- ж.д. ул. Садовая, 32б	0,02173	-	0,0021	0,02383
- ж.д. ул. Садовая, 32	0,00694	-	0,00105	0,00799
- мойка машин	-	-	0,0003	0,0003
Жилой фонд ЗАО "ЯРУ "ЖКХ":				
ул. Молодежная, 1	0,0690	-	0,0091	0,0781
ул. Молодежная, 2	0,0468	-	0,0065	0,0533
ул. Молодежная, 3	0,0728	-	0,0094	0,0822
ул. Молодежная, 4	0,1016	-	0,0142	0,1158
ул. Молодежная, 5	0,1035	-	0,0134	0,1169
ул. Молодежная, 6	0,1016	-	0,0134	0,1150
ул. Молодежная, 7	0,1030	-	0,0128	0,1158
ул. Садовая, 10	0,0073	-	0,0009	0,0082
ул. Садовая, 11	0,0112	-	0,0009	0,0121
ул. Садовая, 14	0,0177	-	0,0028	0,0205
ул. Садовая, 19	0,0130	-	0,0009	0,0139
ул. Садовая, 20	0,0157	-	0,002	0,0177
ул. Садовая, 21	0,0145	-	0,0011	0,0156
ул. Садовая, 24	0,0098	-	0,0009	0,0107
ул. Садовая, 27	0,0132	-	0,0017	0,0149
ул. Садовая, 34	0,0130	-	0,0014	0,0144
ул. Школьная, 1	0,0183	-	0,0028	0,0211
ул. Школьная, 2	0,0124	-	0,0014	0,0138
ул. Школьная, 3	0,0124	-	0,0011	0,0135
ул. Школьная, 4	0,0124	-	0,0017	0,0141
Частный жилой фонд:				
ул. Садовая, 3	0,0086	-	-	0,0086

ул.Садовая, 5	0,0062	-	-	0,0062
ул.Садовая, 6	0,0062	-	-	0,0062
ул.Садовая, 7	0,0049	-	-	0,0049
ул. Садовая, 8	0,0069	-	-	0,0069
ул.Садовая, 12	0,0064	-	-	0,0064
ул.Садовая, 17	0,0069	-	0,0003	0,0072
ул.Садовая, 18	0,0066	-	-	0,0066
ул. Садовая, 22	0,0053	-	0,0003	0,0056
ул.Садовая, 23	0,0072	-	0,0003	0,0075
ул.Садовая, 25	0,0086	-	-	0,0086
ул.Садовая, 28	0,0080	-	0,0003	0,0083
ул.Садовая,30	0,0154	-	0,0020	0,0174
ул. Садовая, 31	0,0101	-	0,0003	0,0104
ул.Садовая, 33	0,0089	-	0,0011	0,0100
ул.Садовая, 36	0,0118	-	-	0,0118
ул.Молодежная,7а	0,0144	-	0,0009	0,0153
ул. Школьная, 2а	0,0115	-	0,0007	0,0122
ул.Школьная, 2б	0,0139	-	0,0014	0,0153
Котельная п.Белкино				
Частный жилой фонд:				
Жилой дом, 1	0,0993	-	-	0,0993
Жилой дом, 2	0,0862	-	-	0,0862
Жилой дом, 3	0,0141	-	-	0,0141
Жилой дом, 4	0,0133	-	-	0,0133
Котельная п.Кормилицино				
МУ Дубковский КСЦ: библиотека	0,00497	-	-	0,00497
ПО "Красные ткачи" (магазин)	0,02432	-	-	0,02432
Жилой фонд ЗАО "ЯРУ "ЖКХ":				
ул. Лесная, д.№12	0,0134	-	-	0,0134
ул. Лесная, д.№ 14	0,0301	-	-	0,0301
ул. Лесная, д.№ 16	0,0177	-	-	0,0177
ул. Лесная, д.№ 20	0,0169	-	-	0,0169
ул. Лесная, д.№ 22	0,1247	-	-	0,1247
ул. Лесная, д.№ 24	0,0636	-	-	0,0636
ул. Лесная, д.№ 26	0,0634	-	-	0,0634
ул. Лесная, д.№ 28	0,0651	-	-	0,0651
Частный жилой фонд:				
Лесная, 8	0,0167	-	-	0,0167
Лесная, 10	0,0142	-	-	0,0142
Лесная, 35а	0,0062	-	-	0,0062
Лесная, 35б	0,0064	-	-	0,0064
Лесная, 35в	0,0062	-	-	0,0062
ТЭЦ-3 на п.Дубки				
ул. Гагарина, д.1	0,024	-	0,0017	0,0257
ул. Гагарина, д. 10	0,032	-	0,0009	0,0329
ул. Гагарина, д.12	0,032	-	0,0018	0,0338
ул. Гагарина, д.16	0,032	-	0,0006	0,0326
ул. Гагарина, д.2а	0,16	-	0,0205	0,1805

ул. Гагарина, д.3	0,032	-	0,005	0,0370
ул. Гагарина, д.4	0,032	-	0,0023	0,0343
ул. Гагарина, д.5	0,032	-	0,0028	0,0348
ул. Гагарина, д.8	0,032	-	0,00066	0,03266
Административное здание, ул. Ленина, д. 1	0,076	-	-	0,0760
ул. Ленина, д.1/8	0,032	-	0,0024	0,03440
ул. Ленина, д.10	0,032	-	0,001	0,03300
ул. Ленина, д.11	0,032	-	0,003	0,03500
ул. Ленина, д.12	0,032	-	0,00132	0,03332
Магазин, ул. Ленина, д. 13а	0,0061	-	-	0,00610
ул. Ленина, д.17	0,24	-	0,0423	0,28230
ул. Ленина, д.18	0,056	-	0,0053	0,06130
ул. Ленина, д.19	0,3302	-	0,0489	0,37910
Здание аптеки	0,026	-	0,001	0,02700
Жилой дом, ул. Ленина, д. 1а (1/2 часть)	0,02	-	0,0006	0,02060
ул. Ленина, д.20	0,072	-	0,0072	0,07920
ул. Ленина, д.3	0,032	-	0,0007	0,03270
ул. Ленина, д.4	0,032	-	0,002	0,03400
ул. Ленина, д. 5	0,032	-	0,00132	0,03332
ул. Ленина, д.6	0,032	-	0,002	0,03400
ул. Ленина, д.7	0,032	-	0,0017	0,03370
ул. Ленина, д.8	0,032	-	0,0017	0,03370
ул. Ленина, д.9	0,032	-	0,002	0,03400
ул. Молодежная, д.10 (1/2 часть)	0,0176	-	0,00099	0,01859
ул. Молодежная, д.2 (1/2 часть)	0,0174	-	0,00165	0,01905
ул. Молодежная, д.20	0,00929	-	0,00066	0,00995
ул. Молодежная, д.22	0,0092	-	0,00099	0,01019
ул. Молодежная, д. 4	0,0359	-	0,00297	0,03887
ул. Молодежная, д.6	0,03559	-	0,00198	0,03757
ул. Молодежная, д.7 (1/2 часть)	0,0176	-	0,00099	0,01859
ул. Молодежная, д.8	0,03503	-	0,00198	0,03701
ул. Молодежная, д.9	0,03375	-	0,0036	0,03735
Здание Дубковского дома культуры	0,064	-	-	0,06400
ул. Некрасова, д.10	0,064	-	0,0073	0,07130
ул. Некрасова, д.2/14	0,056	-	0,0043	0,06030
ул. Некрасова, д.4	0,064	-	0,0106	0,07460
ул. Некрасова, д.7/12	0,056	-	0,0047	0,06070
ул. Некрасова, д.8	0,064	-	0,006	0,07000
ул. Огородная, д.1	0,112	-	0,0142	0,12620
ул. Огородная, д. 10	0,024	-	0,00099	0,02499
ул. Огородная, д. 12	0,024	-	0,00066	0,02466
ул. Огородная, д. 14	0,024	-	0,00132	0,02532
ул. Огородная, д. 16	0,024	-	0,00066	0,02466

ул. Огородная, д. 18	0,024	-	0,00066	0,02466
ул. Огородная, д. 2	0,024	-	0,00198	0,02598
ул. Огородная, д.20	0,136	-	0,0152	0,15120
ул. Огородная, д. 2а	0,024	-	0,00198	0,02598
ул. Огородная, д.3	0,056	-	0,0076	0,06360
ул. Огородная, д. 4	0,024	-	0,00066	0,02466
ул. Огородная, д.5	0,056	-	0,0093	0,06530
ул. Огородная, д. 6	0,024	-	0,00132	0,02532
ул. Огородная, д. 8	0,024	-	0,00066	0,02466
ул. Огородная, д.9	0,16	-	0,0181	0,17810
ул. Октябрьская, д.1/15	0,072	-	0,0099	0,08190
ул. Октябрьская, д.10	0,024	-	0,002	0,02600
ул. Октябрьская, д.11	0,08	-	0,0099	0,08990
ул. Октябрьская, д.12	0,032	-	0,00066	0,03266
ул. Октябрьская, д.14	0,032	-	0,0036	0,03560
ул. Октябрьская, д.17	0,032	-	-	0,03200
ул. Октябрьская, д.19	0,032	-	0,002	0,03400
ул. Октябрьская, д.2	0,096	-	0,0122	0,10820
ул. Октябрьская, д .21	0,032	-	0,00331	0,03531
Здание детского сада № 36 "Золотой петушок"	0,0651	-	0,127	0,19210
ул. Октябрьская, д.3	0,09	-	0,0063	0,09630
ул. Октябрьская, д.4	0,096	-	0,0146	0,11060
ул. Октябрьская, д.5	0,12	-	0,0086	0,12860
ул. Октябрьская, д.7	0,104	-	0,0083	0,11230
ул. Октябрьская, д.9	0,064	-	0,0096	0,07360
ул. Труда, д.1	0,368	-	0,073	0,44100
ул. Труда, д.2	0,256	-	0,0463	0,30230
ул. Труда, д.3	0,256	-	0,0463	0,30230
ул. Садовая, д. 1 (1/2 часть)	0,0208	-	0,0006	0,02140
ул. Садовая, д. 2 (1/2 часть)	0,0207	-	0,0024	0,02310
ул. Садовая, д.3 (1/2 часть)	0,0208	-	0,0006	0,02140
ул. Садовая, д. 4	0,04133	-	0,00198	0,04331
ул. Садовая, д. 6	0,04133	-	0,00297	0,04430
ул. Спортивная, д.1/16	0,056	-	0,0073	0,06330
ул. Спортивная, д. 11	0,056	-	0,0093	0,06530
ул. Спортивная, д.13/9 (на вторичной воде от д. 11)	0,104	-	0,0136	0,11760
ул. Спортивная, д. 2	0,064	-	0,0055	0,06950
ул. Спортивная, д.3	0,064	-	0,0056	0,06960
ул. Спортивная, д.5	0,064	-	0,0079	0,07190
ул. Спортивная, д.7	0,096	-	0,0116	0,10760
Здание дошкольных групп	0,036	-	0,0084	0,04440
ул. Строителей, д.1	0,11	-	0,0152	0,12520
ул. Строителей, д.10	0,11	-	0,0119	0,12190
ул. Строителей, д.2	0,11	-	0,0112	0,12120
ул. Строителей, д.3	0,11	-	0,0149	0,12490
ул. Строителей, д.4	0,11	-	0,0142	0,12420
ул. Строителей, д.5	0,11	-	0,0165	0,12650
ул. Строителей, д.6	0,11	-	0,0139	0,12390

ул. Строителей, д.7	0,11	-	0,0155	0,12550
ул. Строителей, д.8	0,11	-	0,0152	0,12520
ул. Строителей, д.9	0,11	-	0,0139	0,12390
Деревообрабатыв. мастерская, ул. Ленина, д. 2А	0,0448	-	0,0014	0,04620
Проходная, ул. Ленина, д. 2а	0,008	-	-	0,00800
Склад стройматериалов (офис и гараж), ул.Ленина, д. 2а	0,056	-	-	0,05600
Основное здание школы	0,207	-	0,0474	0,25440
Здание Дубковской амбулатории	0,048	-	0,006	0,05400
Здание центра детского творчества "Солнышко"	0,0916	-	0,144	0,23560
Помещения в здании, ул.Школьная, д.2а (82,82 %)	0,0525	-	0,0547	0,10720
ул. Фестивальная, д. 1	0,02613	-	0,00165	0,02778
ул. Фестивальная, д. 10	0,02613	-	0,00132	0,02745
ул. Фестивальная, д. 11	0,02613	-	0,00066	0,02679
ул. Фестивальная, д. 13	0,02613	-	0,0017	0,02783
ул. Фестивальная, д. 14	0,02613	-	0,00132	0,02745
ул. Фестивальная, д. 15	0,02613	-	0,00066	0,02679
ул. Фестивальная, д. 16	0,02613	-	0,00165	0,02778
ул. Фестивальная, д. 17	0,02613	-	0,00364	0,02977
ул. Фестивальная, д. 18	0,02613	-	0,0026	0,02873
ул. Фестивальная, д. 19	0,02613	-	0,00132	0,02745
ул. Фестивальная, д. 3	0,02613	-	0,001	0,02713
ул. Фестивальная, д. 5	0,02613	-	0,00132	0,02745
ул. Фестивальная, д. 6	0,02613	-	0,00099	0,02712
ул. Фестивальная, д. 7	0,02613	-	0,00132	0,02745
ул. Фестивальная, д. 9	0,02613	-	0,00165	0,02778
Здание ООО "Ярославский дельфинарий, ул. Школьная, 1	0,41427	-	-	0,41427
ул. Школьная, д.10	0,104	-	0,0155	0,11950
ул. Школьная, д.11	0,128	-	0,0205	0,14850
ул. Школьная, д.12	0,12	-	0,0172	0,13720
ул. Школьная, д.13	0,304	-	0,0519	0,35590
ул. Школьная, д.14	0,12	-	0,0188	0,13880
ул. Школьная, д.15	0,128	-	0,0231	0,15110
ул. Школьная, д.16	0,12	-	0,0208	0,14080
ул. Школьная, д.17	0,136	-	0,0234	0,15940
ул. Школьная, д.18	0,12	-	0,0175	0,13750
ул. Школьная, д.19	0,12	-	0,0225	0,14250
ул. Школьная, д.2	0,104	-	0,0159	0,11990
ул. Школьная, д.20	0,128	-	0,0172	0,14520
Помещения в здании, ул. Школьная, д. 2а (17,18 %)	0,0109	-	0,0113	0,02220
ул. Школьная, д.4	0,104	-	0,0139	0,11790
ул. Школьная, д.6	0,104	-	0,0109	0,11490
ул. Школьная, д.8	0,104	-	0,0116	0,11560
Здание магазина	0,0053	-	0,0014	0,00670

продовольственных товаров № 11				
Школьная, д. 9а	0,00685	-	-	0,00685
Теплицы в пос.Дубки	69,9712	-	0,281500	70,25270
ТЭЦ-3 на п.Щедрино				
База СЭН и СН "Ярославль"	0,109	0,107	0,071	0,226
ул. Запрудная, д.1	0,016	-	-	0,016
ул. Запрудная, д. 10	0,016	-	-	0,016
ул. Запрудная, д. 11	0,028	-	0,00132	0,02932
ул. Запрудная, д.2	0,016	-	-	0,016
ул. Запрудная, д.3	0,016	-	-	0,016
ул. Запрудная, д.4	0,016	-	-	0,016
ул. Запрудная, д. 5	0,016	-	-	0,016
ул. Запрудная, д. 9	0,016	-	-	0,016
ул. Молодежная, д.1	0,01537	-	0,001	0,01637
ул. Молодежная, д.1а	0,01153	-	0,0026	0,01383
ул. Молодежная, д. 2	0,01028	-	0,0027	0,01226
ул. Молодежная, д.2а	0,00958	-	0,0017	0,01218
ул. Молодежная, д. 3	0,01709	-	0,0017	0,01979
ул. Молодежная, д. 3В	0,01958	-	0,0037	0,02128
ул. Молодежная, д. 4	0,02633	-	0,002	0,02803
ул. Молодежная, д. 4а	0,02056	-	0,0013	0,02426
ул. Молодежная, д. 6	0,02332	-	0,0017	0,02532
ул. Молодежная, д. 7	0,02245	-	0,0026	0,02375
ул. Молодежная, д. 8	0,01663	-	0,0027	0,01833
ул. Московская, д.1	0,01292	-	0,00066	0,01358
ул. Московская, д.10	0,01292	-	0,00132	0,01424
ул. Московская, д.11	0,01292	-	0,00132	0,01424
ул. Московская, д.12	0,01292	-	0,00066	0,01358
ул. Московская, д.13	0,01292	-	0,00198	0,0149
ул. Московская, д.2	0,01292	-	0,00066	0,01358
ул. Московская, д.3	0,01292	-	0,00132	0,01424
ул. Московская, д.4	0,01292	-	0,00099	0,01391
ул. Московская, д.5	0,0129	-	0,00099	0,01389
ул. Московская, д.6	0,01292	-	0,00132	0,01424
ул. Московская, д.7	0,01292	-	0,00165	0,01457
ул. Московская, д.8	0,01292	-	0,00033	0,01325
ул. Московская, д.9	0,01292	-	0,00033	0,01325
ул. Парковая, д.1	0,136	-	0,0251	0,1611
ул. Парковая, д. 1А	0,03752	-	0,011	0,04852
ул. Парковая, д.2	0,136	-	0,0224	0,1584
ул. Парковая, д.3	0,136	-	0,0235	0,1595
ул. Парковая, д.4	0,136	-	0,02306	0,15906
ул. Парковая, д.5	0,106	-	0,02450	0,1305
ул. Парковая, д.6	0,106	-	0,0225	0,1285
ул. Парковая, д.7	0,106	-	0,0291	0,1351
ул. Парковая, д.8	0,106	-	0,0241	0,1301
Парковая, д. 9 (36,8%)	0,0206	-	0,0023	0,0229
Помещения Администрации Карабихского сельского	0,0354	-	0,004	0,0394

поселения в здании (63,2%)				
ул. Полевая, д. 1	0,02126	-	0,00165	0,02291
Здание детского сада № 27 "Светлячок"	0,08726	-	0,159	0,24626
ул. Садовая, д. 3	0,10237	-	-	0,10237
ул. Садовая, д. 4	0,04073	-	-	0,04073
ул. Центральная, д. 1	0,10248	-	0,01064	0,11312
ул. Центральная, д. 10	0,04555	-	0,0076	0,05315
ул. Центральная, д. 3	0,0942	-	-	0,0942
ул. Центральная, д. 6	0,02134	-	0,0013	0,02264
Здание ЦДТ "Шанс"	0,025	-	-	0,025
Здание ООО "Ремстройконструкция", ул. - Центральная, д. 7а	0,056	-	0,0006	0,0566
ул. Центральная, д. 8	0,02206	-	0,0013	0,02336
Магазин, ул. Школьная, 1Б	0,00819	-	-	0,00819
ЯРНУ	1,478	-	0,273	1,751
Котельная ОАО пансионат «Ярославль»				
Котельная	0,0089	-	-	0,0089
ж.д. Стопов	0,0638	-	-	0,0638
Старый корпус	0,0987	-	-	0,0987
ж.д.	0,0171	-	-	0,0171
Новый корпус	0,1069	-	-	0,1069
Хоз.дв.	0,0011	-	-	0,0011
1	0,0039	-	-	0,0039
ж.д. №47	0,0947	-	-	0,0947
ж.д. Киселёв	0,0045	-	-	0,0045
БАМ	0,0211	-	-	0,0211
ж.д. Климов	0,0021	-	-	0,0021
ж.д. №47	0,1085	-	-	0,1085
ж.д. Коменецкого	0,00518	-	-	0,00518
Контора	0,0171	-	-	0,0171
Корпус №7	0,048	-	-	0,048
ж.д.	0,0032	-	-	0,0032
Баня	0,0068	-	-	0,0068
Ск.1	0,0006	-	-	0,0006
Ск.2	0,0017	-	-	0,0017
Ск.3	0,0003	-	-	0,0003
Гараж	0,1834	-	-	0,1834
Склады	0,0049	-	-	0,0049
Корпус №8	0,0066	-	-	0,0066
Сев. Молоко	0,017	-	-	0,017

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

Источник тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Перспективная подключенная нагрузка, Гкал/час	Перспективная тепловая мощность, Гкал/час
Котельная д. Карабиха ЯЦРБ	2,89	2,0	2,36575	3,0 (2015 г.)
Котельная д. Карабиха (школа)	0,86	0,4471	0,4471	0,86
Котельная п. Красные Ткачи	2,4	1,5	1,5	0 (2016 г.)
Котельная п. Красные Ткачи (второе производство)	2,42	0,7	0,7	2,42
Котельная ОАО «Красные Ткачи»	23,56	7,64	9,7009	23,56
Котельная п. Ананьино	7,8	1,4467	1,4467	7,8
Котельная п. Белкино	0,241	0,2129	0,2129	0,3 (2013 г.)
Котельная д. Кормилицино	0,67	0,57	0,57	0,8 (2013 г.)
ТЭЦ-3 на п. Дубки	1665	81,5737	11,321	13,5 (2014 г.)
ТЭЦ-3 на п. Щедрино	1665	4,5868	4,5868	6,0 (2016 г.)
Котельная ОАО пансионат «Ярославль»	5,33	1,8	1,8	5,33

Часть 7 Балансы теплоносителя.

Потери теплоносителя обосновываются только аварийными утечками. Разбор теплоносителя потребителями отсутствует. Таким образом, при безаварийном режиме работы количество теплоносителя возвращенного равно количеству теплоносителя опущенного в тепловую сеть.

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

Таблица 8.1 Сводная информация по используемому топливу на теплогенерирующих источниках Карабихского сельского поселения.

Источник тепловой энергии	Вид используемого топлива	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, (кг/Гкал)	Резервный вид топлива	Рекомендуемый вид топлива
Котельная д. Карабиха ЯЦРБ	Природный газ	155,1	Мазут	Природный газ
Котельная д. Карабиха (школа)	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	Природный газ
Котельная п. Красные Ткачи	Мазут	310,52	Не предусмотрен	Природный газ
Котельная п. Красные Ткачи (второе производство)	Мазут	306,86	Не предусмотрен	Природный газ
Котельная ОАО «Красные Ткачи»	Природный газ	155,1	Мазут	Природный газ
Котельная п. Ананьино	Природный газ	155,1	Мазут	Природный газ
Котельная п. Белкино	Уголь	218,44	Не предусмотрен	Природный газ
Котельная д. Кормилицино	Уголь	218,44	Не предусмотрен	Природный газ
ТЭЦ-3 на п. Дубки	Природный газ	155,1	Мазут	Природный газ
ТЭЦ-3 на п. Щедрино	Природный газ	155,1	Мазут	Природный газ
Котельная ОАО пансионат «Ярославль»	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	Природный газ

Часть 9 Надежность теплоснабжения.

Данный раздел см. Глава 9 «Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения».

Часть 10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Техничко-экономические показатели работы некоторых источников представлены в Таблице 10.1

Таблица 10.1 Техничко-экономические показатели.

Параметры		Котельная п.Красные Ткачи (на школу)	Котельная п.Красные Ткачи (второе производство)	Котельная п.Кормилицино
Установленная мощность котельной, Гкал/ч		2,4	2,42	0,67
Отапливаемая площадь, м ²	Всего	11890	5530	3950
	Соц.сфера	6000	0	70
	Жил.фонд	4000	4030	3500
Присоединенная нагрузка (примерно 100кВт на 1000м ²), МВт		1,19	0,55	0,40
Присоединенная нагрузка, Гкал/ч		1,02	0,48	0,34
Максимальная фактическая нагрузка котельной, Гкал/ч		1,5	0,7	0,57
Топливо	Вид топлива	мазут	мазут	уголь
	Калорийность, ккал/кг	9800	9800	5600
	Стоимость с НДС, руб./т	11300	11300	5470
Тип котлов		НР-18	НР-18 ДКВР 2,5/13	Carborobot 300 Carborobot 180
Количество котлов	Всего	3	2	3
	Рабочих	2	2	2
	Резервных	1	0	1
Собственные нужды котельной к выработке, %		3,45	3,36	1,65
Потери тепловой энергии в тепловых сетях, %		20,72	26,18	18,31
Средняя температура наружного воздуха в отопительный период, °С		-2,5	-2,5	-2,5
Продолжительность отопительного периода, часов		5184	5184	5184
Ориентировочное значение полезного отпуска в год, Гкал		2434,06	1132,07	808,62
Фактическое значение полезного отпуска в год, Гкал		2548,95	1158,98	1032,1
Выработка тепловой энергии в год, Гкал		3361,25	1644,85	1450,27
Расход топлива в год, т		745,54	360,52	396,0
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал		310,52	306,86	218,44
Протяженность собственных тепловых сетей в двухтрубном исчислении, км		1,878	1,1355	1,125
Установленный тариф без НДС, руб./Гкал (с 01 сентября 2012г.)	на производство тепловой энергии	1939,15	1939,15	1939,15
	на т/э для населения	941,59	941,59	941,59
	на т/э для прочих потребителей	1939,15	1939,15	1939,15
Организация, эксплуатирующая котельную		ОАО ЖКХ «Заволжье»	ОАО ЖКХ «Заволжье»	ОАО ЖКХ «Заволжье»

Часть 11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.

Утвержденный тариф (без НДС) на производство тепловой энергии на 2011-2012 гг.:

- до 30.06.2012 - 1737,62 руб/Гкал;
- с 1.07.2012 по 31.08.2012 - 1 841,88 руб/Гкал;
- с 1.09.2012 по настоящее время - 1939,15 руб/Гкал;

Утвержденный тариф (без НДС) на тепловую энергию для населения на 2011-2012 гг.:

- до 30.06.2012 – 840,71 руб/Гкал;
- с 1.07.2012 по 31.08.2012 – 891,15 руб/Гкал;
- с 1.09.2012 по настоящее время – 941,59 руб/Гкал;

Утвержденный тариф (без НДС) на тепловую энергию для прочих потребителей на 2011-2012 гг.:

- до 30.06.2012 - 1737,62 руб/Гкал;
- с 1.07.2012 по 31.08.2012 - 1 841,88 руб/Гкал;
- с 1.09.2012 по настоящее время - 1939,15 руб/Гкал;

Таким образом, за 2012 год тариф на производство тепловой энергии вырос на 11,6%, а тариф на тепловую энергию для населения на 12%.

Часть 12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения.

В настоящий момент на территории Карабихского сельского поселения выявлены следующие технические и технологические проблемы:

- сильный износ тепловых сетей;
- большие тепловые потери тепловыми сетями;
- неиспользуемый резерв некоторых теплогенерирующих источников.

ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Источник тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/час	Подключенная нагрузка, Гкал/час	Перспективная подключенная нагрузка, Гкал/час	Перспективная тепловая мощность, Гкал/час
Котельная д. Карабиха ЯЦРБ	2,89	2,0	2,36575	3,0 (2015 г.)
Котельная д. Карабиха (школа)	0,86	0,4471	0,4471	0,86
Котельная п. Красные Ткачи	2,4	1,5	1,5	0 (2016 г.)
Котельная п. Красные Ткачи (второе производство)	2,42	0,7	0,7	2,42
Котельная ОАО «Красные Ткачи»	23,56	13,95	16,0109	23,56
Котельная п. Ананьино	7,8	1,4467	1,4467	7,8
Котельная п. Белкино	0,241	0,2129	0,2129	0,3 (2013 г.)
Котельная д. Кормилицино	0,67	0,57	0,57	0,8 (2013 г.)
ТЭЦ-3 на п. Дубки	1665	81,5737	11,321	13,5 (2014 г.)
ТЭЦ-3 на п. Щедрино	1665	4,5868	4,5868	6,0 (2016 г.)
Котельная ОАО пансионат «Ярославль»	5,33	1,8	1,8	5,33

ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

Для Карабихинского сельского поселения Исполнителем была разработана электронная модель системы теплоснабжения поселения.

Актуализированные гидравлические расчеты тепловых сетей Карабихинского сельского поселения выполнены при следующих напорах на источниках:

1. Котельная д. Ананьино:
 - напор в прямом трубопроводе - 5,5 ати;
 - напор в обратном трубопроводе - 3,8 ати;
2. Котельная п. Белкино:
 - напор в прямом трубопроводе - 2,2 ати

- напор в обратном трубопроводе - 1,2 ати

3. Котельная п. Дубки:

- напор в прямом трубопроводе – 4,5 ати

- напор в обратном трубопроводе – 2,0 ати

4. Котельная д. Карабиха (школа):

- напор в прямом трубопроводе – 4,5 ати

- напор в обратном трубопроводе – 2,5 ати

5. Котельная ЯЦРБ:

- напор в прямом трубопроводе – 4,0 ати

- напор в обратном трубопроводе – 1,8 ати

6. Котельная д. Кормилицино:

- напор в прямом трубопроводе – 2,2 ати

- напор в обратном трубопроводе – 1,2 ати

7. Котельная п. Красные ткачи (школа):

- напор в прямом трубопроводе – 4,5 ати

- напор в обратном трубопроводе – 2,5 ати

8. Котельная п. Красные ткачи (2-ое производство):

- напор в прямом трубопроводе – 4,0 ати

- напор в обратном трубопроводе – 2,5 ати

9. Котельная ОАО «Красные ткачи» п. Красные ткачи:

- напор в прямом трубопроводе – 4,0 ати

- напор в обратном трубопроводе – 2,8 ати

10. Котельная «Пансионат»:

- напор в прямом трубопроводе – 3,0 ати

- напор в обратном трубопроводе – 1,5 ати

11. Котельная п. Щедрино:

- напор в прямом трубопроводе – 4,0 ати

- напор в обратном трубопроводе – 2,5 ати

Котельная д. Ананьино:

В таблице 3.1 представлены результаты наладочного гидравлического расчета тепловых сетей от котельных Карабихинского сельского поселения с существующими перепадами.

Таблица 3.1 Результаты наладочного гидравлического расчета тепловых сетей Карабихского сельского поселения с существующими перепадами на котельных.

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dНпод	dНобр	Напор,м
Котельная п. Ананьино															
Котельная	TK1	25	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,074	0,068	16,857
TK1	TK2	164	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	1,106	1,042	14,709
TK2	TK2-1	18	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,231	0,221	14,257
TK2	TK3	27	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,104	0,098	14,508
TK3	TK4	29	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,1	0,094	14,313
TK4	TK5	26	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,085	0,08	14,148
TK5	У1	28	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,043	0,04	14,065
У1	TK6	10	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,014	0,013	14,038
TK6	TK7	71	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,078	0,073	13,886
TK7	TK7	56	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,011	0,011	13,864
TK7	TK9	20	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,012	0,011	13,841
TK9	TK10	20	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,01	0,01	13,821
TK10	TK11	20	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,008	0,008	13,805
TK11	TK12	17	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0	0	13,805
TK7	TK7-1	16	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,01	0,009	13,867
TK6	TK6-1	14	100	40	40	0	0	1	1	0	0	0	0,042	0,038	13,957
TK1	TK13	56	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,564	0,515	15,778
TK13	TK14	92	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,812	0,739	14,227
TK14	TK15	42	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,314	0,286	13,627
TK15	TK16	78	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,423	0,386	12,818
TK16	TK17	38	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,119	0,11	12,589
TK17	TK18	164	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,281	0,258	12,05

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
TK18	TK19	36	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,037	0,033	11,98
TK19	TK20	46	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,023	0,021	11,936
TK20	TK21	82	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,358	0,321	11,257
TK21	TK22	124	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,106	0,095	11,056
TK22	TK23	112	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,066	0,059	10,931
TK23	TK24	46	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,101	0,09	10,74
TK24	TK25	36	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,037	0,033	10,67
TK23	TK23-1	14	100	40	40	0	0	1	1	0	0	0	0,083	0,073	10,776
TK5	TK5-1	5	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,06	0,057	14,031
TK17	TK17-1	10	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,007	0,006	12,576
TK17-1	TK17-2	26	100	33	33	0	0	1	1	0	0	0	0,089	0,082	12,405
TK17	TK17-3	52	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,637	0,612	11,339
TK16	TK26	54	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,054	0,049	12,714
TK26	TK27	82	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,048	0,044	12,622
TK27	TK28	64	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,023	0,021	12,577
TK28	TK29	36	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,004	0,004	12,57
TK29	TK30	36	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	1,183	1,145	10,242
TK30	TK31	44	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,607	0,587	9,047
TK28	TK28-1	18	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,012	0,011	12,554
TK28-1	TK28-2	24	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,006	0,005	12,543
TK2-1	НСадовая 35	42	100	51	51	0	0	1	1	3,108	0	0	0,39	0,378	13,489
TK2-1	НСадовая 34	5	100	51	51	0	0	1	1	0,52	0	0,022	0,001	0,001	14,255
TK2	НСадовая 32	12	100	51	51	0	0	1	1	0,28	0	0,016	0,001	0,001	14,707
TK3	НСадовая 30	5	100	40	40	0	0	1	1	0,6	0	0,031	0,007	0,006	14,494
TK4	НСадовая 28	9	100	51	51	0	0	1	1	0,32	0	0,005	0,001	0,001	14,311
TK5-1	НСадовая 26	9	100	33	33	0	0	1	1	3,108	0	0	0,876	0,849	12,306
TK5-1	НСадовая 24	9	100	51	51	0	0	1	1	0,4	0	0,014	0,001	0,001	14,029

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
У1	НСадовая 22	9	100	51	51	0	0	1	1	0,212	0	0,005	0,001	0	14,064
TK6-1	НСадовая 20	9	100	51	51	0	0	1	1	0,628	0	0,031	0,004	0,003	13,95
TK6-1	НСадовая 18	18	100	40	40	0	0	1	1	0,264	0	0	0,004	0,004	13,948
TK7-1	НСадовая 19	8	100	51	51	0	0	1	1	0,52	0	0,014	0,002	0,002	13,862
TK7-1	НСадовая 17	16	100	51	51	0	0	1	1	0,276	0	0,005	0,001	0,001	13,864
TK7	НСадовая 23	16	100	33	33	0	0	1	1	0,288	0	0,005	0,014	0,013	13,837
TK9	НСадовая 25	5	100	33	33	0	0	1	1	0,344	0	0	0,006	0,006	13,829
TK10	НСадовая 27	16	100	33	33	0	0	1	1	0,528	0	0,026	0,05	0,044	13,727
TK11	НСадовая 29	18	100	33	33	0	0	1	1	3,108	0	0	1,754	1,697	10,354
TK12	НСадовая 31	22	100	25	25	0	0	1	1	0,404	0	0,005	0,167	0,158	13,479
TK12	НСадовая 33	38	100	51	51	0	0	1	1	0,356	0	0,017	0,005	0,004	13,795
TK14	НМолодежная 7	42	100	51	51	0	0	1	1	4,12	0	0,197	0,753	0,664	12,811
TK15	НМолодежная 6	12	100	51	51	0	0	1	1	4,064	0	0,206	0,211	0,185	13,232
TK15	НМагазин	56	100	82	82	0	0	1	1	3,108	0	0	0,041	0,039	13,547
TK16	НМолодежная 5	16	100	51	51	0	0	1	1	4,14	0	0,206	0,291	0,255	12,271
TK26	НМолодежная 4	12	100	51	51	0	0	1	1	4,064	0	0,218	0,212	0,185	12,318
TK27	НМолодежная 3	8	100	51	51	0	0	1	1	2,912	0	0,145	0,072	0,063	12,487
TK28-1	НМолодежная 2	5	100	51	51	0	0	1	1	1,872	0	0,1	0,019	0,016	12,519
TK28-2	НМолодежная 1	14	100	51	51	0	0	1	1	2,76	0	0,114	0,111	0,099	12,332
TK30	НГараж	46	100	51	51	0	0	1	1	2,058	0	0	0,187	0,181	9,873
TK31	НКонтора	14	100	51	51	0	0	1	1	0,678	0	0	0,006	0,006	9,035
TK31	НСадовая 26	28	100	51	51	0	0	1	1	3,108	0	0	0,26	0,252	8,535
TK28-2	НСадовая 6	73	100	51	51	0	0	1	1	0,248	0	0	0,004	0,004	12,534
TK17-2	НСадовая 8	27	100	33	33	0	0	1	1	0,276	0	0	0,021	0,02	12,364
TK17	НСадовая 14	16	100	51	51	0	0	1	1	0,708	0	0,043	0,009	0,007	12,573
TK17-3	НСадовая 11	5	100	32	32	0	0	1	1	0,448	0	0,014	0,013	0,012	11,315
TK17-3	НСадовая 9	24	100	40	40	0	0	1	1	3,108	0	0	0,826	0,8	9,713

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dНпод	dНобр	Напор,м
TK18	НСадовая 7	28	100	25	25	0	0	1	1	0,196	0	0	0,062	0,06	11,929
TK19	НСадовая 5	28	100	33	33	0	0	1	1	0,248	0	0	0,017	0,017	11,946
TK20	НСадовая 3	28	100	33	33	0	0	1	1	0,344	0	0	0,033	0,032	11,87
TK19	НСадовая 3а	42	100	100	100	0	0	1	1	3,054	0	0,121	0,011	0,01	11,959
TK18	НДК с/с	70	100	100	100	0	0	1	1	3,108	0	0	0,018	0,017	12,015
TK21	НШкола с/с	42	100	100	100	0	0	1	1	4,094	0	0,138	0,02	0,018	11,22
TK22	НШкольная 2б	63	100	51	51	0	0	1	1	0,556	0	0,022	0,02	0,018	11,018
TK23-1	НШкольная 1	6	100	33	33	0	0	1	1	0,732	0	0,043	0,036	0,031	10,708
TK23-1	НШкольная 3	42	100	40	40	0	0	1	1	0,496	0	0,017	0,039	0,036	10,701
TK24	НШкольная 2а	10	100	33	33	0	0	1	1	0,46	0	0,011	0,022	0,021	10,697
TK25	НШкольная 2	6	100	51	51	0	0	1	1	0,496	0	0,022	0,002	0,001	10,667
TK25	НШкольная 4	50	100	51	51	0	0	1	1	0,496	0	0,026	0,013	0,011	10,645
TK13	У2	8	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,105	0,101	15,572
У2	НБаня	5	100	51	51	0	0	1	1	3,108	0	0	0,046	0,045	15,48
У2	НМолодежная 7а	35	100	51	51	0	0	1	1	0,576	0	0,014	0,012	0,011	15,549
TK7	НСадовая 21	16	100	51	51	0	0	1	1	0,58	0	0,017	0,005	0,005	13,876
TK17-1	НСадовая 12	8	100	33	33	0	0	1	1	0,256	0	0	0,005	0,005	12,566
TK17-2	НСадовая 10	8	100	33	33	0	0	1	1	0,292	0	0,014	0,008	0,007	12,391
п. Дубки (от ТЭЦ-3)															
П1	НОгородная 20	35	100	70	70	0	0	1	1	1,7	0	0	0,02	0,017	24,659
П1	П1/1	30	100	259	259	0	0	1	1	0	0	0	0,02	0,015	24,661
П1/1	П1/2	90	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,718	0,463	23,48
П1/2	НСтроителей 5	7	100	51	51	0	0	1	1	1,375	0	0,254	0,02	0,012	23,448
П1/2	НСтроителей 4	15	100	51	51	0	0	1	1	1,375	0	0,218	0,04	0,026	23,413
П1/2	П1/3	53	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,105	0,068	23,307
П1/3	НСтроителей 6	8	100	51	51	0	0	1	1	1,375	0	0,214	0,021	0,014	23,271
П1/3	НСтроителей 7	17	100	51	51	0	0	1	1	1,375	0	0,238	0,047	0,03	23,23

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
П1/1	П2	202	100	259	259	0	0	1	1	0	0	0	0,107	0,08	24,474
П2	П2а	25	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,073	0,046	24,355
П2а	НОгородная 5	7	100	51	51	0	0	1	1	0,7	0	0,143	0,005	0,003	24,347
П2а	НОгородная 3	14	100	51	51	0	0	1	1	0,7	0	0,117	0,01	0,006	24,339
П2	П2/1	23	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,018	0,012	24,444
П2/1	П2/3	131	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,983	0,65	22,811
П2/3	П2/7	50	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,094	0,062	22,655
П2/3	П2/3,1	9	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,095	0,063	22,653
П2/3,1	НСтроителей 2	13,5	100	51	51	0	0	1	1	1,375	0	0,172	0,034	0,024	22,595
П2/3,1	НСтроителей 3	60	100	51	51	0	0	1	1	1,375	0	0,229	0,163	0,106	22,384
П2/3	НСтроителей 1	13	100	51	51	0	0	1	1	1,375	0	0,233	0,036	0,023	22,752
П2/7	НСтроителей 10	16	100	51	51	0	0	1	1	1,375	0	0,183	0,041	0,028	22,586
П2/7	П2/7,1	20	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,017	0,011	22,627
П2/7,1	НСтроителей 9	13,5	100	51	51	0	0	1	1	1,375	0	0,214	0,036	0,024	22,567
П2/7,1	НСтроителей 8	60	100	51	51	0	0	1	1	1,375	0	0,234	0,164	0,106	22,357
П2	П3а	72	100	259	259	0	0	1	1	0	0	0	0,024	0,018	24,431
П3а	П3а/12	28	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,078	0,057	24,296
П3а/12	НОгородная 1	10	100	51	51	0	0	1	1	1,4	0	0,218	0,028	0,018	24,25
П3а/12	П3а/13	12	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,023	0,017	24,256
П3а/13	П3а/21	25	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,011	0,008	24,237
П3а/21	П3а/22	14	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,121	0,09	24,026
П3а/21	НОктябрьская 1/15	10	100	40	40	0	0	1	1	0,9	0	0,152	0,043	0,028	24,166
П3а/22	НОктябрьская 3	6	100	51	51	0	0	1	1	1,125	0	0,097	0,009	0,007	24,01
П3а/22	НОктябрьская 5	52	100	51	51	0	0	1	1	1,5	0	0,132	0,147	0,109	23,771
П3а/13	П3а/14	60	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	1,182	0,926	22,148
П3а/14	П3а/15	37	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,597	0,464	21,087
П3а/15	П3а/16	33	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,217	0,163	20,708

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dНпод	dНобр	Напор,м
ПЗа/16	ПЗа/17	41	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,185	0,138	20,385
ПЗа/17	ПЗа/18	41	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,118	0,086	20,181
ПЗа/18	ПЗа/19	63	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,102	0,071	20,008
ПЗа/19	НГагарина 1	12	100	51	51	0	0	1	1	0,3	0	0,026	0,001	0,001	20,006
ПЗа/19	НГагарина 3	12	100	51	51	0	0	1	1	0,4	0	0,077	0,003	0,002	20,004
ПЗа/19	НГагарина 4	46	100	40	40	0	0	1	1	0,4	0	0,035	0,034	0,025	19,949
ПЗа/14	НГагарина 16	8	100	51	51	0	0	1	1	0,4	0	0,009	0,001	0,001	22,145
ПЗа/15	НГагарина 14	5	100	51	51	0	0	1	1	0,971	0	0	0,005	0,004	21,077
ПЗа/16	НГагарина 12	7	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,028	0,014	0,011	20,682
ПЗа/17	НГагарина 10	8	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,014	0,015	0,012	20,358
ПЗа/18	НГагарина 8	8	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,01	0,015	0,012	20,154
ПЗа/15	НГагарина 5	50	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,043	0,109	0,078	20,9
ПЗа	ПЗа/1	10	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,009	0,007	24,415
ПЗа/1	ПЗа/2	10	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,007	0,006	24,403
ПЗа/2	НОгородная 2	7	100	33	33	0	0	1	1	0,3	0	0,03	0,009	0,007	24,387
ПЗа/2	ПЗа/3	75	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,042	0,034	24,327
ПЗа/3	НОгородная 4	7	100	33	33	0	0	1	1	0,3	0	0,01	0,008	0,007	24,312
ПЗа/1	ПЗа/111	10	100	40	40	0	0	1	1	0	0	0	0,005	0,003	24,407
ПЗа/111	НОгородная 2а	10	100	25	25	0	0	1	1	0,3	0	0,03	0,059	0,043	24,305
ПЗа/3	ПЗа/4	27	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,146	0,118	24,062
ПЗа/4	ПЗа/5	27	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,107	0,087	23,869
ПЗа/5	ПЗа/6	27	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,074	0,06	23,735
ПЗа/6	ПЗа/7	27	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,047	0,038	23,649
ПЗа/7	ПЗа/8	27	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,027	0,022	23,601
ПЗа/8	ПЗа/9	27	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,012	0,01	23,58
ПЗа/9	ПЗа/10	27	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,003	0,002	23,574
ПЗа/4	НОгородная 6	7	100	33	33	0	0	1	1	0,3	0	0,02	0,009	0,007	24,047

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dНпод	dНобр	Напор,м
П3а/5	НОгородная 8	7	100	33	33	0	0	1	1	0,3	0	0,01	0,008	0,007	23,854
П3а/6	НОгородная 10	7	100	33	33	0	0	1	1	0,3	0	0,015	0,008	0,007	23,72
П3а/7	НОгородная 12	7	100	33	33	0	0	1	1	0,3	0	0,01	0,008	0,007	23,635
П3а/8	НОгородная 14	7	100	33	33	0	0	1	1	0,3	0	0,02	0,008	0,007	23,586
П3а/9	НОгородная 16	7	100	33	33	0	0	1	1	0,3	0	0,01	0,008	0,007	23,565
П3а/10	НОгородная 18	7	100	33	33	0	0	1	1	0,3	0	0,01	0,008	0,007	23,56
П3а	П3	5	100	259	259	0	0	1	1	0	0	0	0,001	0,001	24,43
П3	П3/3	75	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,027	0,021	24,382
П3/3	П3/5	64	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,067	0,051	24,263
П3/5	П3/7	27	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,019	0,014	24,23
П3/7	П3/9	31	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,011	0,008	24,211
П3/9	П3/11	44	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,009	0,007	24,194
П3/11	П3/13	25	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,001	0,001	24,192
П3/5	НМолодежная 20	10	100	25	25	0	0	1	1	0,116	0	0,01	0,052	0,043	24,168
П3/5	НМолодежная 2	16	100	51	51	0	0	1	1	0,218	0	0,025	0,002	0,001	24,26
П3/7	НМолодежная 4	20	100	51	51	0	0	1	1	0,449	0	0,046	0,005	0,004	24,221
П3/9	НМолодежная 6	20	100	51	51	0	0	1	1	0,445	0	0,03	0,005	0,004	24,202
П3/11	НМолодежная 8	20	100	51	51	0	0	1	1	0,438	0	0,03	0,005	0,004	24,186
П3/13	НМолодежная 10	20	100	51	51	0	0	1	1	0,22	0	0,015	0,002	0,002	24,188
П3/13	НМолодежная 9	16	100	51	51	0	0	1	1	0,422	0	0,055	0,004	0,003	24,185
П3/11	НМолодежная 7	11	100	51	51	0	0	1	1	0,22	0	0,015	0,001	0,001	24,192
П3/7	НМолодежная 22	16	100	25	25	0	0	1	1	0,115	0	0,015	0,086	0,069	24,076
П3	П4	90	100	259	259	0	0	1	1	0	0	0	0,011	0,009	24,41
П4	НОктябрьская 2	10	100	51	51	0	0	1	1	1,2	0	0,188	0,02	0,013	24,376
П4	П5	75	100	259	259	0	0	1	1	0	0	0	0,008	0,007	24,395
П5	НОктябрьская 4	7	100	51	51	0	0	1	1	1,2	0	0,225	0,015	0,009	24,371
П5	П6	21	100	259	259	0	0	1	1	0	0	0	0,002	0,002	24,391

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
П6	П6/1	74	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,975	0,662	22,754
П6/1	П6/2	46	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,215	0,139	22,4
П6/1	НОктябрьская 7	5	100	51	51	0	0	1	1	1,3	0	0,128	0,011	0,008	22,735
П6/2	НОктябрьская 9	5	100	51	51	0	0	1	1	0,8	0	0,148	0,005	0,003	22,393
П6/2	НОктябрьская 11	41	100	51	51	0	0	1	1	1	0	0,152	0,058	0,038	22,305
П6	П7	92	100	309	309	0	0	1	1	0	0	0	0,003	0,002	24,387
П7	П7/1	80	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,095	0,079	24,213
П7/1	П7/2	82	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,065	0,053	24,095
П7/2	П7/3	30	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,011	0,009	24,075
П7/3	П7/4	47	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,011	0,009	24,055
П7/4	П7/5	38	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,005	0,004	24,046
П7/5	П7/6	37	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,002	0,002	24,042
П7/6	П7/7	40	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,001	0	24,041
П7/1	НСклад строймат (офис и гараж)	10	100	82	82	0	0	1	1	0,7	0	0	0	0	24,212
П7/2	НЛенина 2	10	100	25	25	0	0	1	1	0,971	0	0	0,473	0,416	23,207
П7/3	НЛенина 4	5	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,031	0,01	0,008	24,057
П7/4	НЛенина 6	5	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,031	0,01	0,008	24,037
П7/5	НЛенина 8	5	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,026	0,01	0,008	24,028
П7/6	НЛенина 10	5	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,015	0,01	0,008	24,025
П7/7	НЛенина 12	5	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,02	0,01	0,008	24,024
П7	П8	79	100	309	309	0	0	1	1	0	0	0	0,001	0,001	24,384
П8	П9	78	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,066	0,053	24,265
П9	П10	70	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,052	0,042	24,171
П9	ННеизв1	5	100	25	25	0	0	1	1	0,971	0	0	0,236	0,208	23,821
П10	НЛенина 2а Столярка	6	100	25	25	0	0	1	1	0,56	0	0,022	0,102	0,083	23,987
П10	П11	147	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,101	0,081	23,989

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dНпод	dНобр	Напор,м
П11	П11/1	191	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,462	0,376	23,15
П11/1	П11/2	15	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,135	0,119	22,897
П11/2	ННеизв4	19	100	33	33	0	0	1	1	0,971	0	0	0,199	0,175	22,523
П11/2	ННеизв3	6	100	33	33	0	0	1	1	0,971	0	0	0,063	0,055	22,779
П11/2	Н1а	17	100	51	51	0	0	1	1	0,971	0	0	0,017	0,015	22,865
П11/1	П11/4	101	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,329	0,258	22,563
П11/4	НОктябрьская 14	4,5	100	70	70	0	0	1	1	0,4	0	0,055	0	0	22,563
П11/4	П11/5	30	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,196	0,156	22,211
П11/5	НОктябрьская 12	5,5	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,01	0,01	0,009	22,192
П11/5	П11/6	30	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,17	0,134	21,908
П11/6	П11/7	20	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,1	0,079	21,729
П11/7	П11а	25	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,024	0,021	21,684
П11а	НКонтора	10	100	51	51	0	0	1	1	0,95	0	0	0,01	0,008	21,666
П11/6	НОктябрьская 10	5	100	33	33	0	0	1	1	0,3	0	0,031	0,006	0,004	21,897
П11/7	П11/8	51	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,919	0,712	20,098
П11/8	П11/9	40	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,576	0,449	19,072
П11/9	П11/12	35	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,148	0,114	18,81
П11/12	П11/13	50	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,131	0,101	18,578
П11/13	П11/14	50	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,07	0,054	18,454
П11/14	П11/15	32	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,018	0,013	18,423
П11/8	НЛенина 1/8	5	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,037	0,011	0,008	20,079
П11/9	НЛенина 3	5	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,011	0,009	0,008	19,055
П11/12	НЛенина 5	5	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,02	0,01	0,008	18,793
П11/13	НЛенина 7	5	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,026	0,01	0,008	18,56
П11/14	НЛенина 9	5	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,031	0,01	0,008	18,436
П11/15	НЛенина 11	5	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,046	0,011	0,008	18,404
П11/15	НЛенина 13а	87,5	100	51	51	0	0	1	1	0,076	0	0	0,007	0,006	18,41

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
П11/9	П11/10	38	100	40	40	0	0	1	1	0	0	0	0,245	0,189	18,638
П11/10	П11/11	45	100	40	40	0	0	1	1	0	0	0	0,137	0,099	18,402
П11/10	НОктябрьская 17	5	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0	0,009	0,008	18,622
П11/11	НОктябрьская 19	5	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,031	0,01	0,008	18,384
П11/11	НОктябрьская 21	48	100	33	33	0	0	1	1	0,4	0	0,051	0,108	0,075	18,219
П11	П12	28	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,064	0,049	23,876
П12	П12/1	59	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,117	0,09	23,668
П12/1	П12/2	47	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,081	0,062	23,526
П12/2	П12/3	28	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,041	0,031	23,453
П12/3	П12/4	17,5	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,022	0,016	23,415
П12/4	П12/5	60	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,144	0,109	23,162
П12/5	П12/6	26	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,05	0,038	23,073
П12/6	П12/7	21,5	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,181	0,137	22,755
П12/7	П12/8	47	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,308	0,229	22,218
П12/8	П12/9	28	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,135	0,1	21,983
П12/9	П12/10	21,5	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,073	0,054	21,857
П12/10	П12/11	16	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,036	0,025	21,795
П12/11	П12/13	10	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,006	0,004	21,786
П12/13	НФестивальная 17	24	100	40	40	0	0	1	1	0,327	0	0,056	0,014	0,009	21,763
П12	НФестивальная 1	5	100	33	33	0	0	1	1	0,327	0	0,025	0,007	0,005	23,864
П12/1	НФестивальная 3	5	100	33	33	0	0	1	1	0,327	0	0,015	0,006	0,005	23,657
П12/2	НФестивальная 5	5	100	33	33	0	0	1	1	0,327	0	0,02	0,007	0,005	23,514
П12/3	НФестивальная 6	5	100	33	33	0	0	1	1	0,327	0	0,015	0,006	0,005	23,441
П12/4	НФестивальная 7	5	100	33	33	0	0	1	1	0,327	0	0,02	0,007	0,005	23,403
П12/5	НФестивальная 9	5	100	33	33	0	0	1	1	0,327	0	0,025	0,007	0,005	23,15
П12/6	НФестивальная 10	5	100	33	33	0	0	1	1	0,327	0	0,02	0,007	0,005	23,061
П12/7	НФестивальная 11	5	100	33	33	0	0	1	1	0,327	0	0,01	0,006	0,005	22,743

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
П12/8	НФестивальная 13	5	100	33	33	0	0	1	1	0,327	0	0,026	0,007	0,005	22,206
П12/9	НФестивальная 14	5	100	33	33	0	0	1	1	0,327	0	0,02	0,007	0,005	21,971
П12/10	НФестивальная 15	5	100	33	33	0	0	1	1	0,327	0	0,01	0,006	0,005	21,845
П12/13	НФестивальная 16	5	100	33	33	0	0	1	1	0,327	0	0,025	0,007	0,005	21,774
П12/11	П12/12	25	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,013	0,01	21,772
П12/12	НФестивальная 18	8	100	51	51	0	0	1	1	0,327	0	0,04	0,001	0,001	21,77
П12/12	НФестивальная 19	37	100	51	51	0	0	1	1	0,327	0	0,02	0,005	0,004	21,764
ТК0	В3	22	100	259	259	0	0	1	1	0	0	0	0,036	0,022	24,68
В3	НСпортивная 13/9	94	100	51	51	0	0	1	1	1,3	0	0,209	0,226	0,148	24,305
В3	В3/1	95	100	259	259	0	0	1	1	0	0	0	0,152	0,093	24,435
В3/1	НСпортивная 9 Нач, шк,	45	100	100	100	0	0	1	1	0,971	0	0	0,001	0,001	24,433
В3/1	В4	211	100	259	259	0	0	1	1	0	0	0	0,33	0,201	23,904
В4	В5	20	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,157	0,111	23,636
В5	ТК15	63,5	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,499	0,353	22,783
ТК15	ТК25	41	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,034	0,023	22,726
ТК25	ТК26	73	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,034	0,023	22,67
ТК26	ТК27	47	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,013	0,009	22,647
ТК25	НСпортивная 7	31,5	100	51	51	0	0	1	1	1,2	0	0,178	0,063	0,042	22,621
ТК26	НСпортивная 11	70	100	51	51	0	0	1	1	0,7	0	0,143	0,053	0,032	22,586
ТК27	НСпортивная 2	5	100	51	51	0	0	1	1	0,8	0	0,084	0,004	0,003	22,64
ТК27	НОгородная 9	47	100	70	70	0	0	1	1	2	0	0,278	0,047	0,032	22,568
ТК15	ТК16	53	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,19	0,138	22,456
ТК16	ТК17	54	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,187	0,129	22,14
ТК17	НСпортивная 3	29	100	51	51	0	0	1	1	0,8	0	0,086	0,024	0,017	22,099
ТК17	НСпортивная 5	39	100	51	51	0	0	1	1	0,8	0	0,122	0,035	0,023	22,082
ТК16	НСпортивная 1	80	100	51	51	0	0	1	1	0,971	0	0	0,08	0,07	22,306

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
TK16	TK18	38	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,077	0,055	22,324
TK18	TK19	32	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,053	0,037	22,234
TK19	ННекрасова 14/2	56	100	51	51	0	0	1	1	0,7	0	0,066	0,035	0,026	22,174
TK18	НД/к	5	100	51	51	0	0	1	1	0,8	0	0	0,003	0,003	22,318
TK19	TK20	35	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,135	0,094	22,005
TK20	TK21	20	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,034	0,024	21,948
TK21	TK22	82	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,085	0,064	21,798
TK22	TK23	45,5	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,025	0,018	21,756
TK23	TK24	51,5	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,012	0,008	21,735
TK20	НГагарина 2а	13	100	82	82	0	0	1	1	2	0	0,315	0,006	0,004	21,996
TK21	ННекрасова 4	10	100	51	51	0	0	1	1	0,8	0	0,163	0,01	0,006	21,932
TK22	ННекрасова 6	19	100	51	51	0	0	1	1	0,971	0	0	0,019	0,017	21,763
TK23	ННекрасова 8	10	100	51	51	0	0	1	1	0,8	0	0,092	0,008	0,006	21,741
TK24	ННекрасова 10	9	100	51	51	0	0	1	1	0,8	0	0,112	0,008	0,005	21,722
TK24	ННекрасова 12/7	46	100	51	51	0	0	1	1	0,7	0	0,072	0,029	0,021	21,685
В4	С2	126	100	259	259	0	0	1	1	0	0	0	0,053	0,033	23,818
С2	НЛенина 18	38,5	100	51	51	0	0	1	1	0,7	0	0,082	0,025	0,018	23,776
С2	НЛенина 20	24,5	100	51	51	0	0	1	1	0,9	0	0,111	0,027	0,018	23,773
С2	С3	64	100	259	259	0	0	1	1	0	0	0	0,025	0,015	23,778
С3	С4	65,5	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,084	0,052	23,643
С4	НДом быта	52	100	51	51	0	0	1	1	0,971	0	0	0,052	0,046	23,545
С4	С6	94	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,115	0,07	23,457
С6	С11	40	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,167	0,099	23,191
С11	НШкольная 2	16	100	70	70	0	0	1	1	1,3	0	0,245	0,007	0,005	23,179
С11	TK7	24	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,043	0,024	23,124
TK7	НДельфинарий	16	100	100	100	0	0	1	1	5,178	0	0,02	0,012	0,011	23,101
TK7	TK8	75	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,054	0,023	23,046

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dНпод	dНобр	Напор,м
TK8	TK9	76	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,024	0,013	23,01
TK9	НШкола	20	100	82	82	0	0	1	1	2,588	0	0,729	0,018	0,01	22,982
TK8	TK10	174	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,486	0,175	22,385
TK10	НЗолотой пегушок	15	100	51	51	0	0	1	1	0,814	0	1,954	0,122	0,009	22,254
TK10	TK11	55	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,042	0,034	22,31
TK11	TK12	30	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,023	0,018	22,268
TK12	TK13	39	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,043	0,035	22,19
TK13	TK14	29	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,072	0,06	22,058
TK12	НСадовая 1	6	100	40	40	0	0	1	1	0,26	0	0,009	0,002	0,002	22,264
TK12	НСадовая 2	18	100	40	40	0	0	1	1	0,259	0	0,037	0,008	0,006	22,255
TK13	НСадовая 3	5	100	51	51	0	0	1	1	0,26	0	0,009	0,001	0	22,189
TK13	НСадовая 4	20	100	51	51	0	0	1	1	0,517	0	0,03	0,006	0,005	22,179
TK14	НСадовая 5	5	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,018	0,016	22,023
TK14	НСадовая 6	20	100	51	51	0	0	1	1	0,517	0	0,046	0,007	0,005	22,046
С11	С11/1	45	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,313	0,207	22,671
С11/1	С11/2	33	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,128	0,085	22,458
С11/2	С11/3	42	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,404	0,264	21,789
С11/3	НШкольная 10	60	100	51	51	0	0	1	1	1,3	0	0,238	0,15	0,094	21,544
С11/1	НШкольная 4	23	100	51	51	0	0	1	1	1,3	0	0,214	0,056	0,036	22,579
С11/2	НШкольная 6	10	100	51	51	0	0	1	1	1,3	0	0,168	0,023	0,016	22,419
С11/3	НШкольная 8	10	100	51	51	0	0	1	1	1,3	0	0,178	0,023	0,016	21,75
С6	УТ1	91	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,164	0,103	23,19
УТ1	TK1	104	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,172	0,107	22,912
TK1	TK2	28	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,029	0,018	22,864
УТ1	НШкольная (неизв)	14	100	33	33	0	0	1	1	0,971	0	0	0,147	0,129	22,915
TK1	НШкольная 13	38	100	82	82	0	0	1	1	3,8	0	0,798	0,067	0,04	22,805
TK2	НШкольная (неизв2)	7,5	100	33	33	0	0	1	1	0,971	0	0	0,078	0,069	22,717

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
TK2	TK3	30	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,07	0,044	22,751
TK3	НШкольная 12	16	100	51	51	0	0	1	1	1,5	0	0,265	0,053	0,034	22,664
TK3	TK4	40	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,06	0,038	22,653
TK4	TK5	35	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,201	0,126	22,326
TK5	TK6	46	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,117	0,075	22,133
TK4	НШкольная 14	14	100	51	51	0	0	1	1	1,5	0	0,289	0,047	0,029	22,576
TK5	НШкольная 16	19	100	51	51	0	0	1	1	1,5	0	0,32	0,067	0,04	22,22
TK6	НШкольная 18	12	100	51	51	0	0	1	1	1,5	0	0,269	0,04	0,025	22,068
TK6	НШкольная 20	54	100	51	51	0	0	1	1	1,6	0	0,265	0,199	0,129	21,806
TK2	TK2/1	70,5	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,014	0,008	22,842
TK2/1	TK2/2	30	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,003	0,002	22,836
TK2/2	TK2/3	100	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,044	0,026	22,767
TK2/3	НШкольная 19	58	100	100	100	0	0	1	1	1,5	0	0,346	0,006	0,003	22,758
TK2/1	НШкольная 11	5	100	82	82	0	0	1	1	1,6	0	0,315	0,002	0,001	22,839
TK2/2	НШкольная 15	5	100	82	82	0	0	1	1	1,6	0	0,355	0,002	0,001	22,834
TK2/3	НШкольная 17	5	100	82	82	0	0	1	1	1,7	0	0,36	0,002	0,001	22,764
B4	B6	87,5	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,041	0,022	23,841
B6	B7	27	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,185	0,099	23,556
B7	B7/1	23	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,008	0,006	23,542
B7/1	НПроходная	15	100	25	25	0	0	1	1	0,1	0	0,021	0,081	0,063	23,399
B7/1	НСтоловая	40	100	70	70	0	0	1	1	0,971	0	0	0,007	0,006	23,529
B7	B12	83	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,518	0,27	22,768
B12	НЛенина 19	20	100	82	82	0	0	1	1	4,128	0	0,752	0,039	0,025	22,704
B12	НЛенина 19а Аптека	27	100	51	51	0	0	1	1	0,325	0	0,015	0,003	0,003	22,762
B12	B11	80	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	1,064	0,524	21,18
B11	B13	55	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	1,456	0,69	19,034
B13	НЛенина 19 др,	32	100	82	82	0	0	1	1	0,971	0	0	0,002	0,002	19,03

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
В11	НЛенина 17	10	100	70	70	0	0	1	1	3	0	0,651	0,026	0,015	21,139
В13	В14	93	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,964	0,386	17,685
В14	НМОУ ЦДТ Солнышко	93	100	82	82	0	0	1	1	1,145	0	2,215	0,087	0,009	17,589
В13	НТруда 1	10	100	51	51	0	0	1	1	4,6	0	1,123	0,347	0,197	18,49
В14	В14/1	29	100	70	70	0	0	1	1	0	0	2,215	0,343	0,202	17,14
В14/1	В15	49	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,145	0,085	16,91
В15	НТруда 3	16	100	70	70	0	0	1	1	3,2	0	0,712	0,047	0,028	16,835
В14/1	НТруда 2	10	100	51	51	0	0	1	1	3,2	0	0,712	0,162	0,095	16,883
ТК0	П1	35	100	259	259	0	0	1	1	0	0	0	0,025	0,018	24,695
ТУП4	ТК0	35	100	259	259	0	0	1	1	0	0	0	0,158	0,104	24,738
Котельная д. Карабиха (школа)															
ТК	ТК2	6	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,01	0,009	19,835
ТК2	ТК3	38	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,179	0,173	19,484
ТК3	ТК4	15	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,045	0,043	19,396
ТК4	ТК5	20	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,004	0,004	19,388
ТК5	НШкола (красная)	55	100	51	51	0	0	1	1	0	0,942	0	0,047	0,045	19,296
ТК4	У1	8	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,169	0,164	19,063
У1	НШкола (белая)	5	100	51	51	0	0	1	1	0	3,88	0	0,072	0,07	18,92
У1	ТК6	78	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,049	0,047	18,967
ТК6	НАдминистрация	13	100	100	100	0	0	1	1	0	0,808	0	0	0	18,966
ТК1	ТК7	47	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,277	0,268	19,18
ТК7	ТК8	9	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,048	0,046	19,086
ТК8	ТК9	43	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,203	0,196	18,687
ТК9	ТК10	34	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,1	0,097	18,489
ТК10	ТК11	99	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,338	0,327	17,824
ТК11	УТ13	47	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,137	0,132	17,555

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dНпод	dНобр	Напор,м
ТК12	ТК12	35	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	1,301	1,26	14,994
ТК12	НМагазин	7	100	51	51	0	0	1	1	0	3,108	0	0,065	0,063	14,866
ТК12	НПО Новый Север	9	100	51	51	0	0	1	1	0	3,108	0	0,084	0,081	14,829
ТК1	ТК6	556	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,011	0,011	19,703
ТК6	НДетский сад	23	100	70	70	0	0	1	1	0	0,435	0	0,001	0,001	19,702
ТК6	НД/сад	77	100	51	51	0	0	1	1	0	0,435	0	0,014	0,014	19,676
ТК11	НКонтора ПО Новый север	5	100	51	51	0	0	1	1	0	0,52	0	0,001	0,001	17,821
ТК10	ТК13	130	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,011	0,011	18,467
ТК13	НБиблиотека	10	100	51	51	0	0	1	1	0	0,234	0	0,001	0,001	18,466
ТК13	Нж/д (Богачев)	17	100	70	70	0	0	1	1	0,488	0	0	0,001	0,001	18,466
ТК7	НШкольная 3	5	100	33	33	0	0	1	1	0,78	0	0	0,031	0,03	19,12
ТК8	НШкольная 4	10	100	33	33	0	0	1	1	0,8	0	0	0,065	0,062	18,959
ТК9	НШкольная 5	15	100	51	51	0	0	1	1	2,808	0	0	0,114	0,11	18,463
ТК3	НШкольная 2	8	100	51	51	0	0	1	1	1,612	0	0	0,02	0,019	19,445
ТК5	НШкольная 1	11	100	33	33	0	0	1	1	0,66	0	0	0,048	0,047	19,293
ТК10	НШкольная 6	15	100	51	51	0	0	1	1	2,832	0	0	0,116	0,112	18,262
ТК13	НЖД Анохин	5	100	33	33	0	0	1	1	0,316	0	0	0,005	0,005	18,457
ТК	ТК1	10	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,066	0,064	19,725
Котельная Школа	ТК	5	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,074	0,072	19,855
Котельная п. Кормилицино															
т,2	ТК4	124	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,519	0,502	8,688
ТК4	ТК5	54	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,143	0,138	8,408
ТК5	ТК6	60	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,089	0,086	8,233
ТК6	НЛесная 22	71	100	100	100	0	0	1	1	4,988	0	0	0,046	0,045	8,142
ТК6	НЛесная 24	14,5	100	100	100	0	0	1	1	2,544	0	0	0,002	0,002	8,228
ТК5	НЛесная 26	5	100	100	100	0	0	1	1	2,536	0	0	0,001	0,001	8,406

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHПод	dHобр	Напор,м
ТК4	НЛесная 28	5	100	100	100	0	0	1	1	2,604	0	0	0,001	0,001	8,687
т,2	т,3	85	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,001	0,001	9,708
т,3	т,4	43	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0	0	9,707
т,3	НЛесная 35	5	100	100	100	0	0	1	1	0,248	0	0	0	0	9,707
т,4	НЛесная 35а	5	100	100	100	0	0	1	1	0,256	0	0	0	0	9,707
т,4	НЛесная 35б	46	100	100	100	0	0	1	1	0,248	0	0	0	0	9,707
ТК	ТК2	50	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,033	0,032	9,738
ТК2	ТК3	105	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,029	0,028	9,68
ТК3	т,5	17	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,005	0,005	9,671
т,5	т,6	38	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,004	0,004	9,663
т,6	т,7	35	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,002	0,002	9,66
т,7	НЛесная 20	21	100	100	100	0	0	1	1	0,676	0	0	0	0	9,659
т,7	НЛесная 18	5	100	100	100	0	0	1	1	0,668	0	0	0	0	9,66
т,6	НЛесная 16	5	100	100	100	0	0	1	1	0,708	0	0	0	0	9,663
т,5	НЛесная 14	5	100	100	100	0	0	1	1	1,204	0	0	0	0	9,671
ТК2	НЛесная 8	39	100	100	100	0	0	1	1	0,668	0	0	0	0	9,737
ТК2	у1	30	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,001	0,001	9,736
у1	НЛесная 10	5	100	100	100	0	0	1	1	0,568	0	0	0	0	9,736
у1	НЛесная 112	15	100	100	100	0	0	1	1	0,536	0	0	0	0	9,735
т,1	ТК1	112	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,003	0,003	9,795
ТК1	НМагазин	85	100	100	100	0	0	1	1	0,973	0	0	0,002	0,002	9,79
т,1	НБиблиотека	30	100	100	100	0	0	1	1	0,199	0	0	0	0	9,8
ТК	т,1	35	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,001	0,001	9,8
ТК	т,2	10	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,047	0,045	9,71
Котельная Кормилицино	ТК	10	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,1	0,097	9,802

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dНпод	dНобр	Напор,м
Котельная д. Карабиха (ЯЦРБ)															
Котельная (газ)	ТК1	30	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,044	0,042	21,914
ТК1	ТК2	120	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,253	0,245	21,417
ТК2	ТК3	63	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,838	0,811	19,768
ТК3	ТК4	111	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	1,111	1,076	17,581
ТК4	ТК5	130	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,695	0,673	16,213
ТК5	ТК6	35	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,112	0,108	15,993
ТК6	ТК7	35	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,054	0,052	15,887
ТК7	ТК8	82	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,287	0,278	15,322
ТК1	ТК9	44	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,736	0,713	20,465
ТК9	ТК10	60	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,174	0,169	20,121
ТК9	ТК11	5	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,007	0,007	20,45
ТК11	ТК12	50	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,065	0,063	20,322
ТК5	НЮбилейная 1	5	100	51	51	0	0	1	1	3,264	0	0	0,051	0,05	16,112
ТК6	НЮбилейная 2	5	100	51	51	0	0	1	1	3,348	0	0	0,054	0,052	15,887
ТК7	НЮбилейная 3	5	100	51	51	0	0	1	1	3,244	0	0	0,051	0,049	15,787
ТК8	НЮбилейная 5	25	100	51	51	0	0	1	1	1,712	0	0	0,07	0,068	15,183
ТК8	НЮбилейная 4	71	100	51	51	0	0	1	1	2,752	0	0	0,517	0,501	14,304
ТК4	НЮбилейная 6	8	100	70	70	0	0	1	1	5,276	0	0	0,039	0,038	17,504
ТК3	НБольничный городок 2	18	100	33	33	0	0	1	1	0,628	0	0	0,072	0,069	19,627
ТК3	НАптека	60	100	51	51	0	0	1	1	0,315	0	0	0,006	0,006	19,757
ТК3	НБольничный городок 5	30	100	51	51	0	0	1	1	2,044	0	0	0,121	0,117	19,531
ТК2	НБольничный городок 6	50	100	70	70	0	0	1	1	3,876	0	0	0,132	0,128	21,157
ТК11	НБольничный городок 7	5	100	40	40	0	0	1	1	0,248	0	0	0,001	0,001	20,447
ТК12	У1	14	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,008	0,008	20,306

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
У1	НОргметодкабинет	20	100	51	51	0	0	1	1	0,33	0	0	0,002	0,002	20,302
У1	НДизельная	13	100	40	40	0	0	1	1	0,736	0	0	0,025	0,024	20,256
У1	НГараж	5	100	40	40	0	0	1	1	1,706	0	0	0,052	0,05	20,204
ТК12	НБольничный городок 9	40	100	51	51	0	0	1	1	0,4	0	0	0,006	0,006	20,31
ТК12	НМатериальный склад	12	100	51	51	0	0	1	1	0,99	0	0	0,011	0,011	20,3
ТК10	НАдминистр, Здание	43	100	51	51	0	0	1	1	2,194	0	0	0,199	0,193	19,73
ТК10	НГлавный корпус	10	100	51	51	0	0	1	1	7,664	0	0,00022	0,565	0,547	19,01
ТК10	НБольничный городок 1	13	100	51	51	0	0	1	1	0,704	0	0	0,006	0,006	20,109
ТК9	У2	130	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,361	0,35	19,754
У2	НИ-очередь	10	100	100	100	0	0	1	1	0,934	0	0	0	0	19,753
У2	НИ-очередь	20	100	51	51	0	0	1	1	4,334	0	0,00113	0,362	0,35	19,042
У2	НИИ-очередь	20	100	51	51	0	0	1	1	5,056	0	0,00142	0,492	0,476	18,786
Котельная п. Красные ткачи (второе производство)															
ТК0	ТК1	16,5	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,03	0,029	14,919
ТК1	ТК2	22	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,007	0,007	14,905
ТК2	ТК3	25	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,008	0,008	14,889
ТК3	У1	18	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,006	0,006	14,878
У1	ТК4	33	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,132	0,128	14,618
ТК4	ТК5	75	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,21	0,203	14,205
ТК5	ТК6	30	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,127	0,123	13,955
ТК6	НТекстильщиков 14	50	100	51	51	0	0	1	1	2,096	0	0	0,211	0,205	13,539
ТК5	НТекстильщиков 2	5	100	51	51	0	0	1	1	1,896	0	0	0,017	0,017	14,171
ТК4	НТекстильщиков 11	50	100	51	51	0	0	1	1	0,78	0	0	0,029	0,028	14,561
У1	ТК7	95	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,02	0,019	14,839
ТК7	ТК8	70	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,006	0,006	14,827

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
TK8	TK9	13,5	100	33	33	0	0	1	1	0	0	0	1,315	1,273	12,238
TK8	TK10	104	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,003	0,003	14,821
TK10	TK11	50	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,047	0,046	14,728
TK11	TK12	40	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,026	0,025	14,677
TK12	TK13	30	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,012	0,012	14,653
TK7	TK14	30	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,253	0,245	14,34
TK14	TK15	94	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,462	0,447	13,431
TK8	NTекстильщиков 9	15	100	51	51	0	0	1	1	2,252	0	0	0,073	0,071	14,683
TK9	NTекстильщиков 9а	15	100	33	33	0	0	1	1	3,108	0	0	1,462	1,415	9,362
TK14	NTекстильщиков 6	10	100	51	51	0	0	1	1	1,648	0	0	0,026	0,025	14,289
TK11	НМосковская 11	10	100	51	51	0	0	1	1	3,108	0	0	0,093	0,09	14,545
TK10	TK16	53	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,088	0,085	14,647
TK16	НМосковская 4	25	100	33	33	0	0	1	1	0,728	0	0	0,134	0,129	14,384
TK16	НМосковская 6	26	100	40	40	0	0	1	1	0,588	0	0	0,032	0,031	14,584
TK12	НМосковская 8	25	100	51	51	0	0	1	1	0,588	0	0	0,008	0,008	14,661
TK13	НМосковская 2	30	100	51	51	0	0	1	1	2,328	0	0	0,156	0,151	14,345
TK15	НМосковская 14	20	100	51	51	0	0	1	1	2,044	0	0	0,08	0,078	13,273
TK15	НМосковская 16	25	100	51	51	0	0	1	1	3,244	0	0	0,253	0,245	12,933
Котельная	TK0	5	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,011	0,011	14,978
TK0	NOOO Красные Ткачи	5	100	150	150	0	0	1	1	3,108	0	0	0	0	14,977
Котельная ОАО пансионат «Ярославль»															
Котельная	TK0	5	100	309	309	0	0	1	1	0	0	0	0	0	14,999
TK0	TK1	15	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,004	0,003	14,992
TK1	TK2	141	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,427	0,413	14,152
TK2	TK3	97	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,171	0,166	13,815
TK3	ННовый Корпус	54	100	100	100	0	0	1	1	4,276	0	0	0,026	0,025	13,765

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
ТК2	НЖ/Д Стопов	50	100	100	100	0	0	1	1	2,552	0	0	0,008	0,008	14,135
ТК3	НСтарый Корпус	5	100	100	100	0	0	1	1	3,948	0	0	0,002	0,002	13,811
ТК1	УТ1	80	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,004	0,004	14,983
УТ1	НХоз, зд,	5	100	100	100	0	0	1	1	0,044	0	0	0	0	14,983
УТ1	УТ2	145	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,008	0,007	14,968
УТ2	Н1	7	100	100	100	0	0	1	1	0,156	0	0	0	0	14,968
УТ2	ТК4	112	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,272	0,263	14,433
ТК4	ТК5	70	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,17	0,165	14,098
ТК5	ТК6	267	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,649	0,628	12,822
ТК6	Нд,47	25	100	100	100	0	0	1	1	3,788	0	0	0,009	0,009	12,803
ТК6	ТК7	20	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,018	0,017	12,786
ТК7	НКиселёв	5	100	100	100	0	0	1	1	0,18	0	0	0	0	12,786
ТК7	НБАМ	5	100	100	100	0	0	1	1	0,844	0	0	0	0	12,786
ТК7	НКлимов	5	100	100	100	0	0	1	1	0,084	0	0	0	0	12,786
ТК7	ТК7,1	20	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,011	0,011	12,765
ТК7,1	Нд,46	5	100	100	100	0	0	1	1	4,34	0	0	0,002	0,002	12,76
ТК7,1	НКоменецкого	20	100	100	100	0	0	1	1	0,207	0	0	0	0	12,765
ТК0	УТ5	55	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,143	0,139	14,717
УТ5	НСк,3	5	100	70	70	0	0	1	1	0,012	0	0	0	0	14,717
УТ5	НСк,2	5	100	70	70	0	0	1	1	0,068	0	0	0	0	14,717
УТ5	НСк,1	5	100	70	70	0	0	1	1	0,024	0	0	0	0	14,717
УТ5	ТК8	115	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,196	0,19	14,331
ТК8	ТК9	22	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,026	0,025	14,28
ТК9	НКонтора	5	100	51	51	0	0	1	1	0,684	0	0	0,002	0,002	14,275
ТК9	НКорпус №7	50	100	51	51	0	0	1	1	1,92	0	0	0,177	0,172	13,93
ТК8	УТ6	70	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,018	0,017	14,296
УТ6	НЖ/Д	5	100	51	51	0	0	1	1	0,128	0	0	0	0	14,296

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dНпод	dНобр	Напор,м
УТ6	НБаня	150	100	51	51	0	0	1	1	0,272	0	0	0,011	0,01	14,275
ТК0	УТ3	80	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	1,017	0,985	12,998
УТ3	НГараж	5	100	70	70	0	0	1	1	7,336	0	0	0,047	0,046	12,905
УТ3	УТ3,1	30	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,007	0,007	12,984
УТ3	НСев, Молоко	200	100	51	51	0	0	1	1	0,68	0	0	0,089	0,086	12,823
УТ3,1	НСклад	5	100	51	51	0	0	1	1	0,196	0	0	0	0	12,983
УТ3,1	НКорпус №8	38	100	51	51	0	0	1	1	0,264	0	0	0,003	0,002	12,979
ТК0	НКотельная	5	100	100	100	0	0	1	1	0,356	0	0	0	0	14,999
п. Щедрино (первичный контур от ТЭЦ-3)															
От Ярославской ТЭЦ №3	ТК	5	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,019	0,015	15,967
ТК	Т25	300	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,413	0,324	15,23
Т25	НЗапрудная 11	50	100	51	51	0	0	1	1	0,35	0	0,02	0,007	0,006	15,217
Т25	НЦТП	180	100	82	82	0	0	1	1	3,5	0	0,205	0,205	0,161	14,865
ТК24/9	ТК24/20	65	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,252	0,133	15,502
ТК24/20	У-7	37	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,086	0,044	15,372
У-7	НПарковая 8	40	100	70	70	0	0	1	1	1,325	0	0,371	0,022	0,012	15,338
У-7	НПарковая 7	5	100	70	70	0	0	1	1	1,325	0	0,448	0,003	0,001	15,368
ТК24/20	У-6	27	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,059	0,032	15,411
У-6	НПарковая 5	34	100	70	70	0	0	1	1	1,325	0	0,377	0,019	0,01	15,382
У-6	НПарковая 6	5	100	70	70	0	0	1	1	1,325	0	0,346	0,003	0,001	15,407
ТК24/9	НТ/Ц Парковая 9	95	100	100	100	0	0	1	1	0,258	0	0,035	0	0	15,887
ТК24/1	ТК24/2	75	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,219	0,192	15,163
ТК24/2	ТК24/3	50	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,449	0,395	14,319
ТК24/3	ТК24/4	95	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,379	0,334	13,606
ТК24/4	ТК24/5	72	100	40	40	0	0	1	1	0	0	0	0,266	0,234	13,105
ТК24/2	НСоветская 21	17	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,063	0,055	15,045

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
TK24/3	НСоветская 22	19	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,07	0,062	14,186
TK24/4	НСоветская 23	15	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,055	0,049	13,501
TK24/5	НСоветская 24	15	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,055	0,049	13,001
TK24/1	TK24/6	40	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,391	0,344	14,84
TK24/6	НСоветская 17	17	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,063	0,055	14,722
TK24/6	T22	26	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,118	0,104	14,617
T22	TK24/7	44	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,128	0,113	14,376
TK24/7	TK24/8	48	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,192	0,169	14,016
T22	НСоветская 18	20	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,074	0,065	14,478
TK24/7	НСоветская 16	17	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,063	0,055	14,258
TK24/7	НСоветская 19	26	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,096	0,085	14,195
TK24/8	НСоветская 15	21	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,078	0,068	13,869
TK24/8	НСоветская 14	40	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,148	0,13	13,738
TK24/6	T2	108	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	1,426	1,254	12,16
T2	TK24/9	15	100	40	40	0	0	1	1	0	0	0	0,222	0,195	11,743
T2	TK24/10	74	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,699	0,615	10,845
TK24/10	TK24/11	35	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,517	0,455	9,874
TK24/11	TK24/12	20	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,131	0,115	9,627
TK24/12	T37	75	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,342	0,301	8,985
T37	TK24/13	5	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,015	0,013	8,957
TK24/13	TK24/14	82	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,737	0,648	7,572
TK24/14	НСоветская 12	60	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,222	0,195	7,155
TK24/14	НСоветская 10	8	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,03	0,026	7,517
TK24/14	НСоветская 11	30	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,111	0,098	7,364
TK24/13	НСоветская 7	52	100	33	33	0	0	1	1	0,971	0	0	0,544	0,479	7,934
T37	НСоветская 6	10	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,037	0,033	8,915
TK24/12	НСоветская 5	20	100	33	33	0	0	1	1	0,971	0	0	0,209	0,184	9,234

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
TK24/11	TK24/15	60	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,539	0,474	8,861
TK24/15	НСоветская 8	19	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,07	0,062	8,728
TK24/15	НСоветская 9	23	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,085	0,075	8,701
TK24/15	НСоветская 13	40	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,148	0,13	8,583
TK24/10	НСоветская 4	19	100	33	33	0	0	1	1	0,971	0	0	0,199	0,175	10,471
TK24/10	НСоветская 3	20	100	33	33	0	0	1	1	0,971	0	0	0,209	0,184	10,451
TK24/9	НСоветская 1	15	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,055	0,049	11,639
TK24/9	НСоветская 2	7	100	40	40	0	0	1	1	0,971	0	0	0,026	0,023	11,694
TK25/1	TK25/2	28	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,019	0,017	15,864
TK25	TK25/1	55	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,054	0,047	15,899
TK25/1	НОгородная 1	45	100	82	82	0	0	1	1	0,971	0	0	0,004	0,003	15,893
TK25/2	НБиблиотека 2а	41	100	51	51	0	0	1	1	0,971	0	0	0,041	0,036	15,787
TK25/2	Т3/1	45	100	40	40	0	0	1	1	0	0	0	0,666	0,585	14,613
Т3/1	Т3	29	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,116	0,102	14,395
Т3	НШкольная 6	79	100	51	51	0	0	1	1	0,971	0	0	0,079	0,069	14,247
Т3	НШкольная 1	37	100	51	51	0	0	1	1	0,971	0	0	0,037	0,032	14,326
TK25/2	НСпорткомплекс 1а	5	100	51	51	0	0	1	1	0,971	0	0	0,005	0,004	15,854
TK25/2	НЧП Соколов 1б	5	100	51	51	0	0	1	1	0,971	0	0	0,005	0,004	15,854
TK26	TK26/0	240	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,368	0,201	15,431
TK26/0	TK26/4	129	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,014	0,001	15,415
TK26/4	TK26/5	161	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,167	0,014	15,235
TK26/5	НДетский сад	16	100	70	70	0	0	1	1	1,091	0	2,446	0,039	0,003	15,193
TK26/0	НЦТП	5	100	150	150	0	0	1	1	15,875	0	2,116	0,005	0,004	15,422
TK	TK24/1	48	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,209	0,184	15,574
TK	TK24/9	116	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,052	0,028	15,888
п. Щедрино (вторичный контур)															
TK24/22	Т7	45	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,047	0,043	19,82

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHПод	dHобр	Напор,м
T7	T7/1	58	100	40	40	0	0	1	1	0	0	0	0,241	0,214	19,365
T7/1	НМосковская 6	10	100	40	40	0	0	1	1	0,517	0	0,02	0,01	0,009	19,345
T7/1	НМосковская 7	12	100	40	40	0	0	1	1	0,517	0	0,025	0,013	0,011	19,341
T7	T8	27	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,014	0,013	19,792
T8	T9	22	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,017	0,016	19,759
T9	T10	22	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,054	0,049	19,656
T10	T11	18	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,019	0,018	19,619
T11	T12	18	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,005	0,004	19,609
T12	НМосковская 1	16	100	33	33	0	0	1	1	0,517	0	0,01	0,045	0,042	19,523
T11	НМосковская 2	20	100	33	33	0	0	1	1	0,517	0	0,01	0,056	0,052	19,511
T10	НМосковская 3	16	100	33	33	0	0	1	1	0,517	0	0,02	0,047	0,042	19,568
T9	НМосковская 4	16	100	33	33	0	0	1	1	0,517	0	0,015	0,046	0,042	19,671
T8	НМосковская 5	16	100	33	33	0	0	1	1	0,517	0	0,015	0,046	0,042	19,705
TK24/22	TK24/24	66	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,018	0,016	19,876
TK24/24	T2	22	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,151	0,137	19,588
T2	T3	22	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,098	0,088	19,403
T3	T4	22	100	40	40	0	0	1	1	0	0	0	0,203	0,183	19,017
T4	T5	23	100	40	40	0	0	1	1	0	0	0	0,095	0,085	18,838
TK24/24	НМосковская 8	20	100	33	33	0	0	1	1	0,517	0	0,005	0,055	0,052	19,769
T2	НМосковская 9	18	100	33	33	0	0	1	1	0,517	0	0,005	0,049	0,047	19,492
T3	НМосковская 10	18	100	33	33	0	0	1	1	0,517	0	0,02	0,052	0,047	19,304
T4	НМосковская 11	18	100	33	33	0	0	1	1	0,517	0	0,02	0,052	0,047	18,918
T5	НМосковская 12	18	100	33	33	0	0	1	1	0,517	0	0,01	0,05	0,047	18,74
T5	НМосковская 13	40	100	33	33	0	0	1	1	0,517	0	0,03	0,121	0,104	18,613
T13	T14	64	100	33	33	0	0	1	1	0	0	0	1,057	1,024	15,53
T14	НЗапрудная 9	5	100	33	33	0	0	1	1	0,64	0	0	0,021	0,02	15,489
T14	НЗапрудная 10	26	100	33	33	0	0	1	1	0,64	0	0	0,107	0,104	15,319

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
T13	T15	190	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	1,872	1,812	13,928
T15	T16	30	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,189	0,183	13,556
T16	T17	47	100	40	40	0	0	1	1	0	0	0	0,617	0,598	12,341
T17	T18	20	100	33	33	0	0	1	1	0	0	0	0,331	0,32	11,69
T17	NЗапрудная 1	54	100	40	40	0	0	1	1	0,64	0	0	0,079	0,076	12,185
T18	NЗапрудная 2	15	100	33	33	0	0	1	1	0,64	0	0	0,062	0,06	11,568
T18	NЗапрудная 3	15	100	33	33	0	0	1	1	0,64	0	0	0,062	0,06	11,568
T16	NЗапрудная 4	18	100	33	33	0	0	1	1	0,64	0	0	0,074	0,072	13,409
T15	NЗапрудная 5	21	100	33	33	0	0	1	1	0,64	0	0	0,087	0,084	13,757
TK26/1	TK26/2	38	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,091	0,078	19,328
TK26/2	TK26/3	52	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,055	0,047	19,226
TK26/1	NПарковая 1	34	100	51	51	0	0	1	1	5,44	0	0,386	1,111	0,937	17,45
TK26/2	NПарковая 2	7	100	51	51	0	0	1	1	5,44	0	0,345	0,225	0,193	18,91
TK26/3	NПарковая 3	7	100	51	51	0	0	1	1	5,44	0	0,362	0,227	0,193	18,806
TK26/3	NПарковая 4	16	100	125	125	0	0	1	1	5,44	0	0,355	0,004	0,004	19,218
T19	T20	42	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,966	0,893	15,275
T20	TK26/7	110	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,741	0,701	13,833
TK26/7	УТ1	59	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,307	0,289	13,236
УТ1	NЦентральная8	11	100	33	33	0	0	1	1	0,441	0	0,01	0,023	0,021	13,193
УТ1	NЦентральная 6	9	100	51	51	0	0	1	1	0,854	0	0,02	0,007	0,006	13,224
УТ1	NЦДТ Шанс ба	49	100	51	51	0	0	1	1	1	0	0	0,047	0,046	13,144
TK26/7	TK26/14	95	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,469	0,443	12,921
TK26/14	TK26/15	48	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,589	0,548	11,784
TK26/15	NЦентральная 1	9	100	51	51	0	0	1	1	4,099	0	0,164	0,157	0,141	11,486
TK26/14	NЦентральная 3	59	100	51	51	0	0	1	1	3,768	0	0	0,806	0,78	11,335
TK26/15	NСадовая 3	5	100	51	51	0	0	1	1	4,095	0	0	0,081	0,078	11,626
TK26/14	NСадовая 4	60	100	51	51	0	0	1	1	1,629	0	0	0,153	0,148	12,62

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
T20	TK26/8	48	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,232	0,209	14,833
TK26/8	УТ2	16	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,088	0,076	14,669
TK26/8	НМолодежная 2	26	100	40	40	0	0	1	1	0,411	0	0,03	0,018	0,015	14,8
УТ2	НЦентральная 10	5	100	51	51	0	0	1	1	1,822	0	0,117	0,018	0,015	14,635
УТ2	НЦентральная 8(2)	65	100	33	33	0	0	1	1	0,441	0	0,01	0,133	0,123	14,412
TK26/8	TK26/9	104	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,316	0,288	14,23
TK26/9	T21	18	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,007	0,006	14,216
TK26/9	УТ3	66	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,513	0,467	13,249
УТ3	T24	25	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,1	0,092	13,057
УТ3	TK26/10	50	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,054	0,05	13,146
TK26/10	T29	30	100	40	40	0	0	1	1	0	0	0	0,262	0,238	12,646
T29	T30	30	100	40	40	0	0	1	1	0	0	0	0,082	0,075	12,489
T30	НПолевая 1	5	100	40	40	0	0	1	1	0,85	0	0,025	0,014	0,012	12,463
T29	НМолодежная 8	19	100	40	40	0	0	1	1	0,665	0	0,026	0,032	0,029	12,585
TK26/10	НМолодежная 7	41	100	40	40	0	0	1	1	0,898	0	0,02	0,123	0,114	12,909
T24	НМолодежная 6	19	100	33	33	0	0	1	1	0,933	0	0,031	0,178	0,162	12,717
T24	НМолодежная 4	7	100	33	33	0	0	1	1	1,053	0	0,026	0,082	0,076	12,899
T21	НМолодежная 1	7	100	51	51	0	0	1	1	0,615	0	0,015	0,003	0,002	14,211
УТ3	T25	20	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,61	0,555	12,084
T25	TK26/9	33	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,764	0,701	10,62
TK26/9	T26	7	100	33	33	0	0	1	1	0	0	0	0,06	0,049	10,511
TK26/9	T27	28	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,428	0,403	9,789
T26	НМолодежная 1а	17	100	33	33	0	0	1	1	0,461	0	0,035	0,042	0,035	10,434
T26	НМолодежная 2а	18	100	33	33	0	0	1	1	0,383	0	0,04	0,032	0,026	10,453
T27	НМолодежная 3а	35	100	51	51	0	0	1	1	3,108	0	0	0,325	0,315	9,148
T27	НМолодежная 4а	77	100	33	33	0	0	1	1	0,822	0	0,057	0,6	0,508	8,681
T25	НМолодежная 3	26	100	51	51	0	0	1	1	0,684	0	0,042	0,013	0,011	12,06

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dНпод	dНобр	Напор,м
ЦТП-1	A1	5	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,017	0,016	19,967
A1	TK24/22	24	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,03	0,027	19,91
A1	T13	62	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	1,197	1,159	17,611
ЦТП-2	A11	5	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,111	0,099	19,79
A11	TK26/1	37	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,158	0,135	19,497
A11	T19	60	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	1,38	1,276	17,134
Котельная ОАО «Красные ткачи»															
TK-0	У1	50	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,474	0,459	10,625
У1	TK18	40	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,297	0,288	10,04
TK18	TK19	5	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,034	0,033	9,974
TK18	TK20	80	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,001	0,001	10,038
У11	НУправление+склады	3	100	80	80	0	0	1	1	6,44	0	0	0,011	0,01	10,604
TK19	НОтделочное произв,	45	100	150	150	0	0	1	1	43,92	0	0	0,261	0,253	9,46
TK20	НЦелоковое отд,+водонапорная башня	20	100	50	50	0	0	1	1	2	0	0	0,086	0,083	9,869
TK20	НКомпрессорная	40	100	150	150	0	0	1	1	0,36	0	0	0	0	10,037
TK19	НСклад №8+паковочная	15	100	150	150	0	0	1	1	3,44	0	0	0,001	0,001	9,973
TK1	TK2	50	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,48	0,465	9,743
TK2	TK4	10	100	211	211	0	0	1	1	0	0	0	0,087	0,084	9,572
TK4	TK5	15	100	211	211	0	0	1	1	0	0	0	0,126	0,122	9,325
	TK6	10	100	211	211	0	0	1	1	0	0	0	0,034	0,033	9,257
TK6	TK7	100	100	211	211	0	0	1	1	0	0	0	0,313	0,303	8,641
TK4	НПушкина 20	15	100	82	82	0	0	1	1	2,268	0	0	0,006	0,006	9,561
TK6	НПушкина 22	30	100	82	82	0	0	1	1	3,656	0	0	0,03	0,029	9,198
TK7	НПушкина 24	20	100	82	82	0	0	1	1	2,296	0	0	0,008	0,008	8,625
TK7	TK8	70	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,229	0,222	8,19

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHПод	dHобр	Напор,м
TK8	TK9	5	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,016	0,016	8,158
TK9	TK10	115	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,24	0,233	7,685
TK10	НБ,Октябрьская 21	97	100	51	51	0	0	1	1	1,04	0	0	0,101	0,098	7,486
TK10	НД/с	7	100	51	51	0	0	1	1	4,23	0	0	0,121	0,117	7,447
TK9	НПушкина 26	20	100	82	82	0	0	1	1	2,304	0	0	0,008	0,008	8,142
TK9	TK11	110	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,293	0,284	7,582
TK11	TK-30	235	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,594	0,575	6,413
TK-30	НПотребит, общество	5	100	51	51	0	0	1	1	19,388	0	0	1,808	1,75	2,856
TK11	НПушкина 28	20	100	82	82	0	0	1	1	2,316	0	0	0,008	0,008	7,566
TK11	У2	100	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,081	0,079	7,422
TK12/1	TK12	10	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,007	0,007	7,407
TK12/1	НПушкина 4	1	100	82	82	0	0	1	1	1,988	0	0	0	0	7,421
TK12	НПушкина 5	35	100	82	82	0	0	1	1	8,652	0	0	0,197	0,191	7,019
TK12	TK13/1	70	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,03	0,029	7,348
TK13/1	TK13/2	20	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,008	0,008	7,332
TK13/2	TK13/3	20	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,008	0,008	7,315
TK13/3	TK13	30	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,012	0,012	7,291
TK13/1	НПушкина 15/3	1	100	82	82	0	0	1	1	0,168	0	0	0	0	7,348
TK13/2	НПушкина 15/2	1	100	82	82	0	0	1	1	0,168	0	0	0	0	7,332
TK13/3	НПушкина 15/1	1	100	82	82	0	0	1	1	0,168	0	0	0	0	7,315
TK13	НБ,Октябрьская 13	10	100	82	82	0	0	1	1	10,752	0	0	0,087	0,084	7,12
TK13	НБ,Октябрьская 9	225	100	207	207	0	0	1	1	16,756	0	0	0,034	0,033	7,223
TK5	TK14	100	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,666	0,645	8,013
TK14	НБ,Октябрьская 15	35	100	100	100	0	0	1	1	22,312	0	0	0,454	0,44	7,12
TK14	НБ,Октябрьская 25	50	100	82	82	0	0	1	1	21,076	0	0	1,673	1,619	4,722
TK14	TK15	50	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,119	0,116	7,778
TK15	TK16	2	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,002	0,002	7,774

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dНпод	dНобр	Напор,м
TK16	TK16/1	7	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,008	0,008	7,757
TK16/1	НБ, Октябрьская 30, 30а	1	100	51	51	0	0	1	1	1,122	0	0	0,001	0,001	7,755
TK15	TK17	70	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,081	0,078	7,619
TK17	НБ, Октябрьская 27	2	100	70	70	0	0	1	1	1,688	0	0	0,001	0,001	7,617
TK17	НБ, Октябрьская 29	5	100	70	70	0	0	1	1	0,876	0	0	0,001	0,001	7,618
TK1	TK21	200	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	1,047	1,014	8,626
TK121	TK22	28	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,14	0,135	8,351
TK22	TK23	3	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,006	0,006	8,339
TK23	TK24	50	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,902	0,874	6,563
TK22	НПушкина 8а	40	100	51	51	0	0	1	1	2,108	0	0	0,171	0,166	8,014
TK22	TK29	40	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,221	0,214	7,916
TK29	НПушкина 8	10	100	70	70	0	0	1	1	3,496	0	0	0,021	0,021	7,874
TK29	НПушкина 6	40	100	70	70	0	0	1	1	2,112	0	0	0,031	0,03	7,854
TK121	НПушкина 10	55	100	51	51	0	0	1	1	2,388	0	0	0,302	0,292	8,032
TK22	НПушкина 10а	70	100	51	51	0	0	1	1	4,316	0	0	1,255	1,214	5,882
TK22	TK26	150	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,269	0,26	7,822
TK26	НПроложная	45	100	70	70	0	0	1	1	0,56	0	0	0,002	0,002	7,817
TK26	НКонтора гаража	50	100	70	70	0	0	1	1	0,28	0	0	0,001	0,001	7,821
TK26	TK26/1	28	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,049	0,047	7,726
TK26/1	НТкацкое произв- во+столовая	85	100	207	207	0	0	1	1	56,56	0	0	0,148	0,143	7,435
TK24	НПушкина 9	30	100	51	51	0	0	1	1	2,76	0	0	0,22	0,213	6,13
TK24	TK24/1	35	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,882	0,854	4,828
TK24/1	НПарковый пер,2	1	100	82	82	0	0	1	1	9,244	0	0	0,006	0,006	4,815
TK24/1	НПарковый пер,1	20	100	82	82	0	0	1	1	9,052	0	0	0,123	0,119	4,585
TK24	НПушкина 11	25	100	70	70	0	0	1	1	5,256	0	0	0,121	0,118	6,324
TK-30	TK-31	65	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,156	0,151	6,106

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
ТК-31	ТК-33	10	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,012	0,012	6,082
ТК-33	ТК-32	10	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,084	0,081	5,918
ТК-31	НБ,Октябрьская 28	2	100	51	51	0	0	1	1	2,82	0	0	0,015	0,015	6,076
ТК-32	НБ,Октябрьская 26	2	100	51	51	0	0	1	1	1,628	0	0	0,005	0,005	5,908
ТК-32	НБ,Октябрьская 24а	45	100	51	51	0	0	1	1	1,32	0	0	0,075	0,073	5,769
ТК-33	НЗолотая осень	40	100	51	51	0	0	1	1	3,832	0	0	0,565	0,547	4,971
ТК-0	ТК1	50	100	259	259	0	0	1	1	0	0	0	0,443	0,429	10,687
Котельная	ТК-0	5	100	207	207	0	0	1	1	0	0	0	0,224	0,217	11,559
Котельная п. Белкино															
т,1	ТК1	50	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,072	0,069	9,414
ТК1	Ндом 2	35	100	40	40	0	0	1	1	3,448	0	0	1,483	1,436	6,495
ТК1	Ндом 1	18	100	40	40	0	0	1	1	3,972	0	0	1,012	0,98	7,422
ТК	т,2	32,5	100	40	40	0	0	1	1	0	0	0	0,139	0,135	9,689
т,2	Ндом 4	16	100	40	40	0	0	1	1	0,532	0	0	0,016	0,016	9,657
т,2	Ндом 3	40	100	40	40	0	0	1	1	0,564	0	0	0,045	0,044	9,6
Котельная Белкино	ТК	10	100	100	100	0	0	1	1				0,019	0,018	9,963
ТК	т,1	50	100	82	82	0	0	1	1				0,207	0,201	9,555
Котельная п. Красные ткачи (школа)															
Кр ткачи школа	У1	5	100	359	359	0	0	1	1	0	0	0	0,001	0,001	24,998
У1	УТ4	43	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,072	0,069	24,857
УТ4	ТК5	60	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,1	0,097	24,66
ТК5	ТК6	60	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,049	0,047	24,564
ТК6	НШкола (новая)	20	100	150	150	0	0	1	1	16,49	0	0	0,016	0,016	24,531
ТК5	НШкола (старая)	15	100	100	100	0	0	1	1	7,067	0	0	0,02	0,019	24,622
У1	УТ1	43	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,378	0,366	24,254
УТ1	УТ2	26	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,229	0,221	23,803

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
УТ2	ТК4	11	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,067	0,065	23,672
УТ2	НКНС	11	100	33	33	0	0	1	1	3,108	0	0	1,071	1,037	21,695
ТК4	У2	74	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,5	0,484	22,688
У21	НБ,Октябрьская 1а	5	100	51	51	0	0	1	1	3,092	0	0	0,046	0,045	22,598
У21	НБ,Октябрьская 1	48	100	51	51	0	0	1	1	3,108	0	0	0,446	0,432	21,81
ТК41	ТК3	74	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,159	0,153	23,36
ТК3	УТ3	46	100	50	50	0	0	1	1	0	0	0	0,099	0,096	23,165
ТК3	ТК2	90	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,925	0,895	21,54
ТК2	ТК1	90	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,439	0,424	20,677
ТК1	НОктябрьский пер, 2	6	100	50	50	0	0	1	1	5,268	0	0	0,178	0,172	20,326
ТК2	НОктябрьский пер, 1	6	100	50	50	0	0	1	1	2,38	0	0	0,036	0,035	21,468
УТ3	НПоликлиника	5	100	50	50	0	0	1	1	1,106	0	0	0,007	0,006	23,152
УТ3	ННоготино 2а	28	100	50	50	0	0	1	1	0,311	0	0	0,003	0,003	23,159
У11	НСЭС	11	100	33	33	0	0	1	1	0,524	0	0	0,03	0,029	24,938
У11	ТК7	200	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,757	0,733	23,508
ТК7	НОктябрьский пер, 4	6	100	50	50	0	0	1	1	1,812	0	0	0,021	0,02	23,467
ТК7	ТК8	60	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,205	0,198	23,105
ТК8	НА	7	100	51	51	0	0	1	1	3,108	0	0	0,065	0,063	22,977
ТК8	УТ5	60	100	150	150	0	0	1	1	0	0	0	0,169	0,163	22,774
УТ5	ТК9	70	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	1,705	1,65	19,419
ТК9	НТелеком	20	100	51	51	0	0	1	1	1,098	0	0	0,023	0,022	19,373
ТК9	УТ6	18	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,407	0,394	18,617
УТ6	УТ7	17	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,385	0,372	17,86
УТ7	НГараж	6	100	51	51	0	0	1	1	0,932	0	0	0,005	0,005	17,85
УТ7	УТ8	147	100	125	125	0	0	1	1	0	0	0	0,949	0,919	15,991
УТ8	НСварочный цех	5	100	51	51	0	0	1	1	3,108	0	0	0,046	0,045	15,9
УТ8	УТ9	39	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	1,898	1,837	12,256

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dHпод	dHобр	Напор,м
УТ9	НГараж	8	100	82	82	0	0	1	1	2,674	0	0	0,004	0,004	12,247
УТ9	ТК10	12	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	0,159	0,153	11,944
УТ9	НКонтора	50	100	51	51	0	0	1	1	0,24	0	0	0,003	0,003	12,25
ТК10	ТК11	77	100	100	100	0	0	1	1	0	0	0	1,017	0,985	9,942
ТК11	НЖ/Д 1	24	100	40	40	0	0	1	1	3,108	0	0	0,827	0,8	8,315
ТК11	ТК12	10	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,218	0,211	9,513
ТК12	НКонтора	21	100	70	70	0	0	1	1	0,24	0	0	0	0	9,513
ТК12	НЖ/Д3	35	100	82	82	0	0	1	1	3,108	0	0	0,025	0,025	9,463
ТК12	ТК13	35	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,491	0,475	8,547
ТК13	НСтолярка	21	100	70	70	0	0	1	1	3,108	0	0	0,036	0,034	8,477
ТК13	ТК14	18	100	70	70	0	0	1	1	0	0	0	0,351	0,34	7,855
ТК14	У4	9	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,097	0,094	7,664
У4	НКонтора	5	100	51	51	0	0	1	1	0,24	0	0	0	0	7,664
У4	НЖ/Д3	8	100	51	51	0	0	1	1	3,108	0	0	0,074	0,072	7,518
ТК14	УТ10	19	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,947	0,916	5,992
УТ10	НСклад	5	100	51	51	0	0	1	1	0,981	0	0	0,005	0,004	5,983
УТ10	ТК15	10	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,372	0,36	5,261
ТК15	ТК16	25	100	51	51	0	0	1	1	0	0	0	0,929	0,9	3,432
ТК16	НЖ/Д4	5	100	51	51	0	0	1	1	3,108	0	0	0,046	0,045	3,34
ТК16	НЖ/Д5	7	100	51	51	0	0	1	1	3,108	0	0	0,065	0,063	3,304
ТК11	ТК17	20	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,009	0,008	9,924
ТК17	ТК18	20	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,009	0,008	9,907
ТК18	НКалинина 1	9	100	33	33	0	0	1	1	0,5	0	0	0,023	0,022	9,863
ТК18	УТ12	20	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,005	0,005	9,897
УТ12	НКалинина 6	16	100	33	33	0	0	1	1	0,352	0	0	0,02	0,019	9,857
УТ12	УТ11	8	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,001	0,001	9,894
УТ11	НКалинина 5	9	100	33	33	0	0	1	1	0,388	0	0	0,014	0,013	9,867

Код нач.	Код кон.	L,м	Geo	Ду1,мм	Ду2,мм	мп1	мп2	k1, мм	k2, мм	Готоп, т/ч	Гвент, т/ч	Ггвс, т/ч	dНпод	dНобр	Напор,м
УТ11	УТ19	20	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0,002	0,002	9,89
УТ19	НКалинина 10	16	100	33	33	0	0	1	1	0,376	0	0	0,023	0,022	9,845
УТ19	НКалинина 7	10	100	33	33	0	0	1	1	0,412	0	0	0,017	0,017	9,856
УТ19	УТ20	20	100	82	82	0	0	1	1	0	0	0	0	0	9,889
УТ20	НКалинина 9	10	100	33	33	0	0	1	1	0,376	0	0	0,014	0,014	9,861

Котельная д. Ананьино:

Анализ результатов наладочного гидравлического расчета (файл 01X) показывает, что на ряде участков тепловых сетей от котельной д. Ананьино потери напора значительны, их суммарные значения превышают 4 м вод.ст.

Так, например, на участке тепловой сети от камеры ТК2-1 до ж/д ул. Садовая, 35 суммарные потери равняются 8,053 м вод.ст.; на участке от ТК-14 до ж/д ул. Молодежная, 7 – 14,122 м вод.ст.; на участке ТК17-3 – ж/д ул. Садовая, 9 - 4,602 м вод.ст

Таблица 3.2 - Результаты актуализированного гидравлического расчета системы теплоснабжения от котельной д. Ананьино (участки тепловых сетей с повышенными значениями гидравлических потерь).

Код нач.	Код кон.	L	Geo	Ду1	Ду2	Готоп	Гвент	Ггвс	dНпод	dНобр	Сумма
ТК2-1	ж/д ул. Садовая, 35	42	100	33	33	3,108	0	0	4,092	3,961	8,053
ТК-14	ж/д ул. Молодежная, 7	42	100	33	33	3,108	0	0	7,513	6,609	14,122
ТК17-3	ж/д ул. Садовая, 9	24	100	33	33	3,108	0	0	2,338	2.264	4,602

Значительные потери напора на участке от тепловой камеры ТК-14 до ж/д ул. Молодежная, 7 приводят к тому, что у жилого дома располагаемый напор недостаточен для надежной работы системы теплоснабжения (0,115 м вод.ст.).

Таблица 3.3 - Результаты актуализированного гидравлического расчета системы теплоснабжения от котельной д. Ананьино (с изменением диаметров отдельных участков тепловых сетей) - файл расчета 02X.

Код нач.	Код кон.	L	Geo	Ду1	Ду2	Готоп	Гвент	Ггвс	dНпод	dНобр	Напор
ТК2-1	ж/д ул. Садовая, 35	42	100	51	51	3,108	0	0	4,092	3,961	6,204
ТК-14	ж/д ул. Молодежная, 7	42	100	51	51	3,108	0	0,197	7,513	6,609	0,115
ТК17-3	ж/д ул. Садовая, 9	24	100	40	40	3,108	0	0	2,338	2,264	6,747

Результаты расчета – удовлетворительны: располагаемые напоры у потребителей имеют приемлемые для надежной работы системы теплоснабжения значения.

Файл расчета 02Н представляет из себя гидравлический расчет с измененными диаметрами участков тепловой сети и определением диаметров суживающих устройств (шайб), необходимых для проведения наладочных работ.

Котельная п. Белкино:

В таблице 3.1 представлены результаты наладочного гидравлического расчета тепловых сетей от котельной п. Белкино с существующими перепадами.

Анализ результатов наладочного гидравлического расчета показывает, что на всех участках тепловых сетей от котельной п. Белкино суммарные потери напора не превышают 2,9 м вод.ст. Располагаемый напор у потребителей – более 6,5 м вод.ст.

Гидравлический расчет с определением диаметров суживающих устройств (шайб), необходимых для проведения наладочных работ представлен в файле расчета 01Н.

Котельная п. Дубки:

В таблице 3.1 представлены результаты наладочного гидравлического расчета тепловых сетей от котельной п. Дубки (первичный контур с температурным графиком 150°С/70°С) с существующими перепадами.

Анализ результатов наладочного гидравлического расчета показывает, что на участке тепловой сети В12 – В11 потери напора значительны (4,585 м вод.ст), их суммарные значения превышают 4 м вод.ст (файл 01Х).

Располагаемые напоры у всех потребителей достаточны для надежной работы системы теплоснабжения (более 13,8 м вод.ст.).

Таблица 3.4 - Результаты актуализированного гидравлического расчета системы теплоснабжения от котельной п. Дубки (с изменением диаметра участка тепловой сети В12-В11 с 82 мм до 100 мм) - файл расчета 02Х.

Код нач.	Код кон.	L	Geo	Ду1	Ду2	Готоп	Гвент	Ггвс	dНпод	dНобр	Напор
В12	В11	80	100	100	100	0	0	0	1,064	0,524	21,197

Файл расчета 02Н представляет из себя гидравлический расчет с измененными диаметрами участков тепловой сети и определением диаметров суживающих устройств (шайб), необходимых для проведения наладочных расчетов.

Котельная д. Карабиха (школа):

В таблице 3.1 представлены результаты наладочного гидравлического расчета тепловых сетей от котельной д. Карабиха (школа) с существующими перепадами.

Анализ результатов наладочного гидравлического расчета показывает, что на всех участках тепловых сетей от котельной д. Карабиха (школа) суммарные потери напора незначительны. Располагаемый напор у потребителей – более 14,84 м вод.ст. - приемлемый для надежной работы системы теплоснабжения потребителей.

Гидравлический расчет с определением диаметров суживающих устройств (шайб), необходимых для проведения наладочных работ представлен в файле расчета 01Н.

Котельная ЯЦРБ:

В таблице 3.1 представлены результаты наладочного гидравлического расчета тепловых сетей от котельной ЯЦРБ с существующими перепадами.

Анализ результатов наладочного гидравлического расчета показывает, что на ряде участков тепловых сетей от котельной ЯЦРБ потери напора значительны, их суммарные значения превышают 4 м вод.ст.

Таблица 3.5 - Результаты актуализированного гидравлического расчета системы теплоснабжения от котельной ЯЦРБ (участки тепловых сетей с повышенными значениями гидравлических потерь) - файл расчета 01X.

Код нач.	Код кон.	L	Geo	Ду1	Ду2	Готоп	Гвент	Ггвс	dНпод	dНобр	Сумма
ТК3	ТК4	111	100	82	82	0	0	0	3,209	3,107	6,316
ТК4	ТК5	130	100	82	82	0	0	0	2,007	1,943	3,950

Располагаемые напоры достаточны для надежной работы системы теплоснабжения (более 7,6 м вод.ст.).

Таблица 3.6 - Результаты актуализированного гидравлического расчета системы теплоснабжения от котельной ЯЦРБ (с изменением диаметров отдельных участков тепловых сетей) - файл расчета 02X.

Код нач.	Код кон.	L	Geo	Ду1	Ду2	Готоп	Гвент	Ггвс	dНпод	dНобр	Напор
ТК3	ТК4	111	100	100	100	0	0	0	1,111	1,076	17,581
ТК4	ТК5	130	100	100	100	0	0	0	0,695	0,673	16,214

Файл расчета 02Н представляет из себя гидравлический расчет с измененными диаметрами участков тепловой сети и определением диаметров суживающих устройств (шайб), необходимых для проведения наладочных работ.

Котельная д. Кормилицино:

В таблице 3.1 представлены результаты наладочного гидравлического расчета тепловых сетей от котельной д. Кормилицино с существующими перепадами.

Анализ результатов наладочного гидравлического расчета показывает, что на всех участках тепловых сетей от котельной д. Кормилицино суммарные потери напора незначительны (менее 1 м вод.ст.). Располагаемые напоры у потребителей – более 8 м вод.ст. - приемлемые для надежной работы системы теплоснабжения.

Гидравлический расчет с определением диаметров суживающих устройств (шайб), необходимых для проведения наладочных работ представлен в файле расчета 01Н.

Котельная п. Красные Ткачи (школа):

Анализ результатов наладочного гидравлического расчета (файл 01X) показывает, что на ряде участков тепловых сетей от котельной п. Красные Ткачи (школа) потери напора значительны, их суммарные значения превышают 5 м вод.ст.

Так, например, на участке тепловой сети от камеры ТК4 до У2 суммарные потери равняются 5,386 м вод.ст.; на участке от У21 до ж/д ул. Б. Октябрьская, 1 – 9,205 м вод.ст.; на участке ТК2 – ТК1 - 5,261 м вод.ст; на участке УТ7 – УТ8 - 6,141 м вод.ст; на участке ТК3 – ТК2 - 11,088 м вод.ст

Значительные потери напора на указанных выше участках приводят к тому, что у ряда потребителей располагаемые напоры недостаточны для надежной работы системы теплоснабжения (менее 3 м вод.ст.) – см. таблицу 1.

Таблица 3.7 - Результаты актуализированного гидравлического расчета системы теплоснабжения от котельной п. Красные Ткачи (школа) (с изменением диаметров отдельных участков тепловых сетей) - файл расчета 02X.

Код нач.	Код кон.	L	Geo	Ду1	Ду2	Готоп	Гвент	Ггвс	dНпод	dНобр	Напор
ТК4	У2	74	100	70	70	0	0	0	0,5	0,484	17,688
У21	ж/д ул. Б.Октябрьская,1	48	100	51	51	3,108	0	0	0,446	0,432	16,81
ТК2	ТК1	90	100	70	70	0	0	0	0,439	0,425	15,676
УТ7	УТ8	147	100	125	125	0	0	0	0,95	0,919	10,99
ТК3	ТК2	90	100	70	70	0	0	0	0,925	0,895	16,54

Результаты расчета – удовлетворительны: располагаемые напоры у потребителей имеют приемлемые для надежной работы системы теплоснабжения значения.

Файл расчета 02Н представляет из себя гидравлический расчет с измененными диаметрами участков тепловой сети и определением диаметров суживающих устройств (шайб), необходимых для проведения наладочных работ.

Котельная ОАО «Красные Ткачи»:

В таблице 3.1 представлены результаты наладочного гидравлического расчета тепловых сетей от котельной ОАО «Красные Ткачи» с существующими перепадами.

Анализ результатов наладочного гидравлического расчета (файл 01X) показывает, что на ряде участков тепловых сетей от котельной ОАО «Красные Ткачи» потери напора значительны, их суммарные значения превышают 5 м вод.ст.

Так, например, на участке тепловой сети от камеры ТК9 до ТК10 суммарные потери равняются 6,048 м вод.ст.; на участке от ТК12 – ул. Пушкина, 5 – 4,961 м вод.ст.; на участке ТК1 – ТК21 - 11,397 м вод.ст; на участке ТК23 – ТК24 - 5,129 м вод.ст; на участке ТК26 – ТК26/1 - 13,271 м вод.ст.

Значительные потери напора на указанных выше участках приводят к тому, что располагаемые напоры у ряда потребителей недостаточны для надежной работы системы теплоснабжения (менее 3 м вод.ст.) – см. таблицу 3.8.

Таблица 3.8 - Результаты актуализированного гидравлического расчета системы теплоснабжения от котельной ОАО «Красные Ткачи» (с изменением диаметров отдельных участков тепловых сетей) - файл расчета 02X.

Код нач.	Код кон.	L	Geo	Ду1	Ду2	Готоп	Гвент	Ггвс	dНпод	dНобр	Напор
ТК9	ТК10	115	100	82	82	0	0	0	0,24	0,233	7,685
ТК12	Ул. Пушкина, 5	35	100	82	82	8,652	0	0	0,197	0,191	7,02
ТК1	ТК21	200	100	207	207	0	0	0	1,048	1,014	8,626

TK23	TK24	50	100	100	100	0	0	0	0,902	0,874	6,562
TK26	TK26/1	28	100	207	207	0	0	0	0,049	0,047	7,726
TK26/1	Ткацкое пр-во+ столовая	85	100	207	207	56,56	0	0	0,148	0,143	7,435
TK-0	TK1	50	100	259	259	0	0	0	0,443	0,429	10,687
TK22	TK26	150	100	207	207	0	0	0	0,269	0,26	7,822
TK21	TK22	28	100	207	207	0	0	0	0,14	0,135	8,351

Результаты расчета – удовлетворительны: располагаемые напоры у потребителей имеют приемлемые значения для надежной работы системы теплоснабжения.

Файл расчета 02Н представляет из себя гидравлический расчет с измененными диаметрами участков тепловой сети и определением диаметров суживающих устройств (шайб), необходимых для проведения наладочных работ.

Котельная п. Щедрино (вторичный контур):

В таблице 3.1 представлены результаты наладочного гидравлического расчета тепловых сетей от двух ЦТП п. Щедрино (вторичный контур) с существующими перепадами.

Анализ результатов наладочного гидравлического расчета показывает, что на ряде участков тепловых сетей потери напора значительны, их суммарные значения превышают 6 м. вод.ст (файл 01X).

Так, например, на участке тепловой сети от камеры ТК26/14 до ТК26/15 суммарные потери равняются 6,228 м вод.ст.; на участке от ТК26/9 – ТК27 – 8,713 м вод.ст.; на участке ТК27 – ул. Молодежная, 3а - 6,711 м вод.ст.

Потери напора на указанных выше участках приводят к тому, что располагаемые напоры у ряда потребителей недостаточны для надежной работы системы теплоснабжения, например, ул. Молодежная, 3а и ул. Молодежная, 4а.

Таблица 3.9 - Результаты актуализированного гидравлического расчета системы теплоснабжения от от двух ЦТП п. Щедрино (вторичный контур) (с изменением диаметров отдельных участков тепловых сетей) - файл расчета 02X.

Код нач.	Код кон.	L	Geo	Ду1	Ду2	Готоп	Гвент	Ггвс	dНпод	dНобр	Напор
TK26/14	TK26/15	48	100	70	70	0	0	0	0,589	0,548	11,784
TK26/9	TK27	28	100	51	51	0	0	0	0,428	0,403	9,789
TK27	ул. Молодежная, 3а	35	100	51	51	3,108	0	0	0,325	0,315	9,149

Результаты расчета – удовлетворительны: располагаемые напоры у потребителей имеют приемлемые значения для надежной работы системы теплоснабжения.

Перспективное подключение в п. Красные Ткачи детского сада с тепловой нагрузкой 0,36575 Гкал/ч и физкультурно-оздоровительного комплекса с тепловой нагрузкой 0,195145 Гкал/ч с присоединением к тепловым сетям котельной ОАО «Красные Ткачи» представлены в файле наладочного гидравлического расчета 03Н; в д. Карабиха детского сада с тепловой нагрузкой 0,36575 Гкал/ч с присоединением к тепловым сетям котельной ЯЦРБ - в файле наладочного гидравлического расчета 02Н;

- перевод тепловой нагрузки от котельной п. Красные Ткачи (школа) к котельной ОАО «Красные Ткачи» путем объединения тепловых сетей обоих котельных. Результаты наладочных гидравлических расчетов представлены в расчетном файле 02Н. Предварительные расчеты показывают, что необходимо:

- увеличить напоры на котельной ОАО «Красные Ткачи» в прямом трубопроводе до 70 м вод.ст (70/28 м вод.ст);

- объединить тепловые сети котельных трубопроводом – связкой диаметром 250 мм от тепловой камеры ТК100 до УТ5;

- переложить трубопроводы между камерами ТК0, ТК1, ТК2, ТК4, ТК5, ТК6, ТК7, ТК8, ТК9, ТК11, У2, ТК12, ТК13/1, ТК13/2, ТК13/3 и ТК13 увеличив диаметры трубопроводов до 250 мм.

В Приложении А представлены схемы тепловых сетей с представлением напоров у потребителей в виде столбчатых диаграмм. Синим цветом указано давление в обратном трубопроводе, красным цветом – давление в прямом трубопроводе; разница между ними представляет собой располагаемый перепад у абонентов.

Электронная модель системы теплоснабжения поселения представлена на прилагаемом к отчету компакт-диске.

Разработанная электронная модель системы теплоснабжения Карабихинского сельского поселения позволяет проводить математическое моделирование режимов работы тепловых сетей.

ГЛАВА 4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки представлены в Главе 2 настоящего документа.

ГЛАВА 5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

Водоподготовительных установок на тепловых источниках Карабихского сельского поселения не предусмотрено. В связи с закрытой схемой работы теплопотребляющих установок потребители сетевая вода не расходуется.

Потери теплоносителя обосновываются только аварийными утечками. Разбор теплоносителя потребителями отсутствует. Таким образом, при безаварийном режиме работы количество теплоносителя возвращенного равно количеству теплоносителя отпущенного в тепловую сеть.

ГЛАВА 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Существующие и планируемые к подключению на период до 2027 г. тепловые нагрузки системы теплоснабжения Карабихского сельского поселения находятся в зоне действия существующих котельных, однако, в п. Дубки и п. Щедрино их удаление от источника (ТЭЦ-3 г. Ярославля) превышает эффективный радиус передачи теплоты. В связи с этим рекомендуется строительство новых автономных газовых блочно-модульных котельных в этих поселках на обеспечение тепловых нагрузок непромышленных зданий.

Теплоснабжение отдаленной от существующей тепловой схемы перспективной застройки рекомендуется от автономных 2-х-контурных газовых котлов либо блочно-модульных котельных.

Карабихским сельским поселением рассматривается перспектива подключения тепловой нагрузки от котельной Красные Ткачи (на школу) к котельной ОАО «Красные Ткачи», путем прокладки около 1000 п.м. теплопровода, с последующим закрытием котельной Красные Ткачи (на школу). В связи с этим рекомендуется провести реконструкцию насосного оборудования котельной.

Кроме этого, при условии планируемого подключения детского сада к котельной д. Карабиха ЯЦРБ, необходимо увеличение установленной мощности котельной для покрытия возникающего дефицита тепловой нагрузки. На данной котельной рекомендуется замена одного из существующих котельных агрегатов на более мощный.

Генеральным планом Карабихского сельского поселения установлено, что все поселения, имеющие тепловые источники централизованного теплоснабжения, обеспечены природным газом, либо имеется перспектива подключения к сетям природного газа в

расчетный срок составления Генплана (до 2026 года). Таким образом, на негазифицированных котельных, а именно:

- котельная п. Белкино (основное топливо – уголь);
- котельная п. Кормилицино (основное топливо – уголь);
- котельная Красные Ткачи (на школу) при условии дальнейшего использования ее в качестве источника тепловой энергии (основное топливо – мазут);
- котельная Красные Ткачи (второе производство) (основное топливо – мазут);

при наличии возможности рекомендуется выполнить реконструкцию с целью перевода котельных агрегатов на природный газ. Это позволит снизить затраты на производство тепловой энергии, увеличить срок эксплуатации основного оборудования, повысить эффективность и надежность работы источников теплоснабжения.

Комплектация предлагаемых котельных должна включать в себя:

- не менее двух котлов равной мощности, для обеспечения технического резерва;
- насосное оборудование, так же с обеспечением технического резерва;
- водоподготовительную установку;
- узлы учета потребляемого топлива, холодной воды, отпущенной тепловой энергии.

ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ

Для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки Карабахского сельского поселения рекомендуется выполнить прокладку новых тепловых сетей от существующих магистральных трубопроводов.

При новом строительстве теплопроводов рекомендуется применять предизолированные трубопроводы в пенополиуретановой (ППУ) изоляции.

Величину диаметра трубопровода, способ прокладки и т.д. необходимо определить в ходе наладочного гидравлического расчета по каждому факту предполагаемого подключения.

На территории Карабахского сельского поселения есть необходимость в реконструкции существующих тепловых сетей. По основным котельным имеются сверхнормативные выработанные тепловые потери в тепловых сетях – порядка 20%.

Сверхнормативные потери тепла в сетях свидетельствуют о низком термическом сопротивлении тепловой изоляции.

Рекомендуется при новом строительстве и реконструкции существующих теплопроводов применять предизолированные трубопроводы в пенополиуретановой (ППУ) изоляции. Для сокращения времени устранения аварий на тепловых сетях и снижения

выбросов теплоносителя в атмосферу и др. последствий, неразрывно связанных с авариями на теплопроводах, рекомендуется применять систему оперативно-дистанционного контроля (ОДК).

ГЛАВА 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

Источник тепловой энергии	Вид рекомендуемого в перспективе топлива	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, (кг/Гкал)	Резервный вид топлива	Срок реализации перехода на рекомендуемый вид топлива.
Котельная д. Карабиха ЯЦРБ	Природный газ	155,1	Мазут	-
Котельная д. Карабиха (школа)	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	-
Котельная п. Красные Ткачи	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	2016 г.*
Котельная п. Красные Ткачи (второе производство)	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	2014-2015 гг.
Котельная ОАО «Красные Ткачи»	Природный газ	155,1	Мазут	
Котельная п. Ананьино	Природный газ	155,1	Мазут	
Котельная п. Белкино	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	2013-2014 гг.
Котельная д. Кормилицино	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	2013-2014 гг.
ТЭЦ-3 на п. Дубки	Природный газ	155,1	Мазут	
ТЭЦ-3 на п. Щедрино	Природный газ	155,1	Мазут	
Котельная ОАО пансионат «Ярославль»	Природный газ	155,1	Дизельное топливо	

ГЛАВА 9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

9.1 Общие данные

Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность».

Согласно СНиП 41.02.2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде)

обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы [Р], коэффициент готовности [Кг], живучести [Ж].

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источника теплоты $R_{ит} = 0,97$;
- тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;
- потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;
- СЦТ в целом $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;

- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

- достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;

- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;

- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течении отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности:

источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также - числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе Кг принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью СЦТ к отопительному сезону;

- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494.

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

Вторая категория - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

- жилых и общественных зданий до 12 °С;
- промышленных зданий до 8 °С.

9.2 Методика расчета вероятности безотказной работы тепловых

9.2.1 Термины и определения

Термины и определения, используемые в данном разделе соответствуют определениям ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике».

Надежность – свойство участка тепловой сети или элемента тепловой сети сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность обеспечивать передачу теплоносителя в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания. Надежность тепловой сети и системы теплоснабжения является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

- Безотказность – свойство тепловой сети непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки;

- Долговечность – свойство тепловой сети или объекта тепловой сети сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта;

- Ремонтпригодность – свойство элемента тепловой сети, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта;

- Исправное состояние – состояние элемента тепловой сети и тепловой сети в целом, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

- Неисправное состояние – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

- Работоспособное состояние – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

- Неработоспособное состояние - состояние элемента тепловой сети, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых тепловая сеть способна частично выполнять требуемые функции;

- Предельное состояние – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно;

- Критерий предельного состояния - признак или совокупность признаков предельного состояния элемента тепловой сети, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же элемента тепловой сети могут быть установлены два и более критериев предельного состояния;

- Дефект – по ГОСТ 15467;

- Повреждение – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния;

- Отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния элемента тепловой сети или тепловой сети в целом;

- Критерий отказа – признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния тепловой сети, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Термин «отказ» в отношении к схеме теплоснабжения будет использован в следующих интерпретациях:

- отказ участка тепловой сети – событие, приводящие к нарушению его работоспособного состояния (т.е. прекращению транспорта теплоносителя по этому участку в связи с нарушением герметичности этого участка);

- отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12°C, в промышленных зданиях ниже +8°C (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети).

9.2.2 Расчет надежности теплоснабжения не резервируемых участков тепловой сети

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю рекомендуется выполнять с применением следующего алгоритма:

1. Определение пути передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.

2. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.

3. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.

4. На основе обработки данных по отказам и восстановлением (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет (1/км/год);

средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;

средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с

продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет;

средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;

средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка;

В соответствии с ГОСТ 27.002-89 частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ_i , который имеет размерность [1/км/год] или [1/км/час].

Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 t} \times e^{-\lambda_2 L_2 t} \times \dots \times e^{-\lambda_n L_n t} = e^{-t \times \sum_{i=1}^{i=N} \lambda_i L_i} = e^{-\lambda_c t}$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке $\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n$, [1/час], где L_i - протяженность каждого участка, [км].

Для описания параметрической зависимости интенсивности отказов рекомендуется использовать зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 (0,1\tau)^{\alpha-1}$$

где τ - срок эксплуатации участка [лет].

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра α : при $\alpha < 1$, она монотонно убывает, при $\alpha > 1$ - возрастает; при $\alpha = 1$ функция принимает вид $\lambda(t) = \lambda_0 = Const$. А λ_0 - это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснабжения.

Для распределения Вейбулла рекомендуется использовать следующие эмпирические коэффициенты:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 \cdot n_{при} \cdot 0 < \tau \leq 3 \\ 1 \cdot n_{при} \cdot 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(\tau/20)} \cdot n_{при} \cdot \tau \geq 17 \end{cases}$$

На рисунке 9.1 приведен вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети. При ее использовании следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

- она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение
- на эксплуатационный и ремонтный периоды;

- в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.

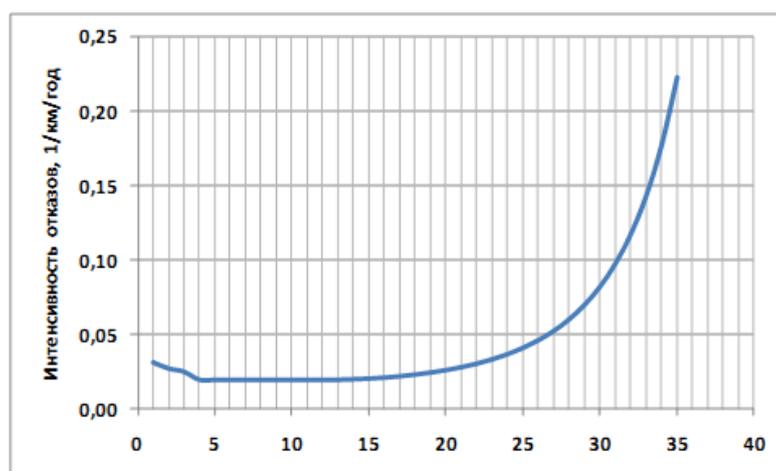


Рисунок 9.1 Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети.

5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения тепловых сетей принимают по данным СНиП 2.01.01.82 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплоснабжения (зданий) определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12°C, в промышленных зданиях ниже +8°C (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети). Например, для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_g = t_n + \frac{Q_0}{q_0 V} + \frac{t'_g - t_n - \frac{Q_0}{q_0 V}}{\exp(z/\beta)},$$

где

t_g - внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °C ;

z - время отсчитываемое после начала исходного события, ч;

t'_g - температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °C ;

t_n - температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z , $^{\circ}\text{C}$;

Q_0 - подача теплоты в помещение, Дж/ч;

q_0V - удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч \times $^{\circ}\text{C}$);

β - коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании до $+12^{\circ}\text{C}$ при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при $\left(\frac{Q_0}{q_0V} = 0\right)$ имеет следующий вид:

$$z = \beta \times \ln \frac{(t_a - t_n)}{(t_{a,a} - t_n)}$$

где

$t_{a,a}$ - внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения ($+12^{\circ}\text{C}$ для жилых зданий);

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха, например, для Карабихского сельского поселения (см. табл. 9.1.) при коэффициенте аккумуляции жилого здания $\beta = 40$ часов.

Таблица 9.1. Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения

Температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Повторяемость температур наружного воздуха, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до $+12^{\circ}\text{C}$
-31	18	6,83
-29	26	7,13
-27	44	7,46
-25	61	7,83
-23	79	8,23
-21	88	8,68
-19	114	9,18
-17	149	9,74
-15	193	10,38
-13	210	11,11
-11	263	11,94
-9	298	12,91
-7	359	14,06
-5	394	15,43
-3	465	17,10
-1	631	19,18
1	701	21,86
3	482	25,44

Температура наружного воздуха, °С	Повторяемость температур наружного воздуха, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12°С
5	394	30,49
7	429	38,22
9	465	
11	473	
13	517	
15	500	
17	421	
19	351	
21	254	
23	175	
25	123	
27	61	
29	18	
31	9	

7. На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используют эмпирическую зависимость для времени, необходимом для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым:

$$z_p = a \left[1 + (b + cl_{c.3}) D^{1.2} \right]$$

где

a, b, c - постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня

организации ремонтных работ;

$l_{c.3}$ - расстояние между секционирующими задвижками, м;

D - условный диаметр трубопровода, м.

Расчет выполняется для каждого участка и/или элемента, входящего в путь от источника до абонента:

- вычисляется время ликвидации повреждения на i -том участке;

- по каждой градации повторяемости температур

- вычисляется допустимое время проведения ремонта;

- вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;

- вычисляются относительные доли и поток отказов участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры $+12^{\circ}\text{C}$.

$$\bar{z} = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{z_p} \right) \times \frac{\tau_j}{\tau_{on}}$$

$$\bar{\omega}_i = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,j}$$

вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

$$p_i = \exp(-\bar{\omega}_i)$$

9.2.3 Расчет надежности теплоснабжения для резервированных участков тепловой сети.

Для расчета надежности резервируемых участков рекомендуется использовать следующий алгоритм вычислений:

Шаг 1. Выделяется потребитель, относительно которого выполняется расчет надежности вероятности безотказной работы теплоснабжения

Шаг 2 . Выполняется структурный анализ тепловой сети, позволяющий выделить все пути, по которым можно осуществить передачу теплоносителя от источника до выделенного потребителя. В некоторых специализированных программных комплексах (например, «Теплограф») эта процедура осуществляется автоматически, что значительно сокращает время на структурный анализ тепловой сети.

Шаг 3. Составляется эквивалентная схема путей для расчета надежности теплоснабжения. Она будет состоять из параллельно-последовательных или последовательно-параллельных участков тепловой сети (в смысле надежности).

Шаг 4. Для всех последовательных участков пути, также как для не резервированных участков, рассчитывается их вероятность безотказной работы, в соответствии с методом, приведенным в разделе 9.1. По результатам расчетов определяются:

вероятность безотказной работы эквивалентного нерезервированного j - того пути

$$p_{ej} = \prod_{i=1}^n p_i ,$$

вероятность отказа эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$q_{ej} = 1 - \prod_{i=1}^n p_i,$$

параметр потока отказов эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$\bar{\omega}_{ej} = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,k},$$

среднее время безотказной работы эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$\bar{T}_{\text{бр.}ej} = 1 / \bar{\omega}_{ej}$$

среднее время восстановления (ремонта) эквивалентного нерезервированного j -того пути

$$\bar{T}_{\text{вс.}ej} = q_{ej} / \bar{\omega}_{ej}$$

при этом

$$q_{ej} = \lambda_{ej} \times \bar{T}_{\text{вс.}ej}$$

Шаг 5. После сведения всех показателей надежности нерезервированных участков пути к эквивалентным значениям рассчитываются показатели надежности параллельных соединений участков пути, состоящих из эквивалентных последовательных:

вероятность безотказной работы эквивалентного резервированного k -того пути

$$p_{ek} = 1 - \prod_{j=1}^m q_{ej},$$

вероятность отказа эквивалентного резервированного k -того пути

$$q_{ek} = \prod_{j=1}^m q_{ej},$$

параметр потока отказов эквивалентного резервированного k -того пути

$$\bar{\omega}_{ek} = \sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \omega_{el} \bar{T}_{ej},$$

среднее время безотказной работы эквивалентного резервированного k -того пути

$$\bar{T}_{\text{бр.}ek} = \left[\sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \omega_{el} \bar{T}_{ej} \right]^{-1},$$

среднее время восстановления (ремонта) эквивалентного резервированного k -того пути

$$\bar{T}_{ek} = \frac{\prod_{j=1}^m \omega_{ej} \bar{T}_{ej}}{\left[\sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \omega_{el} \bar{T}_{ej} \right]}$$

Шаг 6. Процедура расчета повторяется для последовательных (в смысле надежности) эквивалентных путей.

9.2.4 Оценка недоотпуска тепла потребителям

Оценку недоотпуска тепловой энергии потребителям рекомендуется вычислять в соответствии с формулой.

$$\Delta Q_n = \bar{Q}_{np} \times T_{on} \times q_{mn}, \text{ Гкал}$$

где \bar{Q}_{np} - среднегодовая тепловая мощность теплопотребляющих установок потребителя (либо, по другому, тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч

T_{on} - продолжительность отопительного периода, час;

q_{mn} - вероятность отказа теплопровода.

9.2.5 Результаты расчетов надежности теплоснабжения магистральных тепловых сетей от теплогенерирующих источников Карабахского сельского поселения.

В результате проведенных расчетов по основным магистралям тепловых сетей от теплогенерирующих источников Карабахского сельского поселения определена необходимость реконструкции тепловых сетей в связи с исчерпанием физического ресурса действующих магистральных теплопроводов необходимого для обеспечения теплоснабжения потребителей с надежностью, характеризующейся нормативными показателями, принятыми при их проектировании. Проведенный расчет надежности по некоторым путям магистральных теплопроводов показал результат ВБР, не превышающий 0,1 (при нормативном значении равном 0,9). Такие результаты эксплуатационной надежности объясняются прежде всего практически полным исчерпанием физического ресурса тепловых сетей. Средневзвешенный срок их эксплуатации приближается к критическому, свыше 30 лет. Расчет ВБР приведен на текущий 2012/2013 отопительный период. Из расчета видно, что если не предпринять действенных мер долгосрочного характера по восстановлению эксплуатационного ресурса, то в ближайшие пять-десять лет поток отказов на тепловых сетях зоны действия резко увеличится, и справиться с их своевременным устранением будет крайне тяжело.

На текущий момент эксплуатационная надежность тепловых сетей Карабихского сельского поселения в целом обеспечивалась за счет текущей ликвидации возникающих повреждений в тепловых сетях и недопущению их развития в серьезные аварии с тяжелыми последствиями

По результатам расчетов как надежности, так и теплогидравлических, выполнена оценка необходимых финансовых потребностей в реконструкцию теплопроводов и их обновление. В результате выполнения этих проектов будет существенно сокращен поток отказов, уменьшены тепловые и гидравлические потери в тепловых сетях, в месте с которыми должны быть постепенно сокращены затраты на аварийно-восстановительные работы, эксплуатационные затраты и затраты, связанные с тепловыми потерями тепловыми сетями.

9.3 Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии Карабихского сельского поселения на отопительный период 2012/2013 года

9.3.1 Общие положения

Вероятности безотказной работы на не резервируемых участках тепловой сети рассчитываются относительно тепловых камер, в которых к магистральным теплопроводам присоединены ответвления, обеспечивающие передачу тепловой энергии от магистрального теплопровода в городской район (микрорайон, планировочный квартал, кадастровый квартал).

Сбор информации о повреждениях теплопроводов осуществлялся по журналам учета повреждений эксплуатационных районов.

Из рассмотрения были изъяты:

- повреждения, происшедшие в период гидравлических и температурных испытаний тепловых сетей;
- повреждения, повлекшие за собой отключения участков и абонентов в течение менее 3 ч.

Из общего количества повреждений на тепловых сетях для определения расчетного значения параметра потока отказов были учтены повреждения на трубопроводах, находящихся в нормальных условиях эксплуатации.

На тепловых сетях от других котельных повреждений, повлекших за собой отключение участков и абонентов в течение более 3 ч. зафиксировано не было.

В таблице 9.3.1 дана классификация отказов на тепловых сетях котельных Карабихского сельского поселения.

Таблица 9.3.1 – Классификация отказов на теплопроводах тепловых сетях котельных Карабахского сельского поселения.

№ п/п	Местоположение		Описание трубопровода				Возможные причины
			Срок эксплуатации	Диаметр, мм	Материал	Длина участка (м)	
	Д. Ананьино	2008	Более 15 лет	50	металл	2	Коррозия металла
		2009	Более 15 лет	50	металл	14	Коррозия металла
		2010	Более 15 лет	50	металл	4	Коррозия металла
		2011	-	-	-	-	Дефектов не было
		2012	Более 15 лет	50	металл	1	Коррозия металла
	Д. Карабиха	2008	Более 15 лет	76,100	металл	10	Коррозия металла
		2009	Более 15 лет	89,100	металл	20	Коррозия металла
		2010	Более 15 лет	89,100	металл	150	Коррозия металла
		2011	Более 15 лет	76,100	металл	80	Коррозия металла
		2012	Более 15 лет	89	металл	100	Коррозия металла
	Д. Белкино	2008	Более 15 лет	50	металл	4	Коррозия металла
		2009	Более 15 лет	50	металл	12	Коррозия металла
		2010	Более 15 лет	50	полипропилен	120	Коррозия металла
		2011	Более 15 лет	50	металл	10	Коррозия металла
		2012	Более 15 лет	50	металл	1	Дефектов не было

Так как наблюдения фиксировались в течение отопительного периода, время наблюдения следует считать равным 5 отопительным периодам. Для Карабахского сельского поселения с длительностью отопительного периода равного 221 дням или 0,6055 года время наблюдения за тепловыми сетями составляет $5 \cdot 0,6055 = 3,03$ года.

Вероятности безотказной работы рассчитываются для потребителей I-ой категории по основным магистральным теплопроводам (не резервируемых).

Основные магистрали для расчета вероятности безотказной работы системы теплоснабжения Карабахского сельского поселения приведены в таблице 9.3.2

Таблица 9.3.2 – Расчетный путь для определения вероятности безотказной работы

Начальная точка участка	Конечная точка участка
Котельная д. Карабиха ЯЦРБ	ул. Юбилейная, 4
Котельная д. Карабиха (школа)	Д/сад
Котельная п. Красные Ткачи (школа)	ул. Калинина, 9
Котельная п. Красные Ткачи (второе производство)	ул. Московская, 2
Котельная ОАО «Красные Ткачи»	ул. Б. Октябрьская, 9
Котельная п. Ананьино	ДК с/с
Котельная п. Белкино	дом №3
Котельная д. Кормилицино	ул Лесная, 22
ТЭЦ-3 г. Ярославль на п. Дубки (не производственные)	Школа
ТЭЦ-3 г. Ярославль на п. Щедрино (первичный контур)	ул. Советская, 12
ТЭЦ-3 г. Ярославль на п. Щедрино (вторичный контур)	ул. Молодежная, 4а
Котельная ОАО пансионат «Ярославль»	ул. Коменецкого

9.3.2 Магистральный теплопровод котельной д. Карабиха ЯЦРБ.

Магистральный теплопровод котельной д. Карабиха ЯЦРБ начинается от вывода из котельной и заканчивается потребителем ул. Юбилейная, 4 (см. рис 9.3.1).

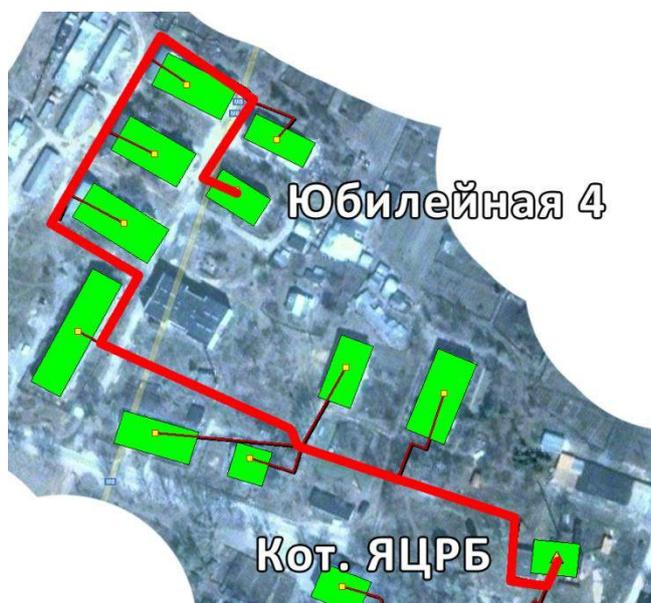


Рисунок 9.3.1 - Магистральный теплопровод котельная д. Карабиха ЯЦРБ - ул. Юбилейная, 4.

На рис. 9.3.2 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

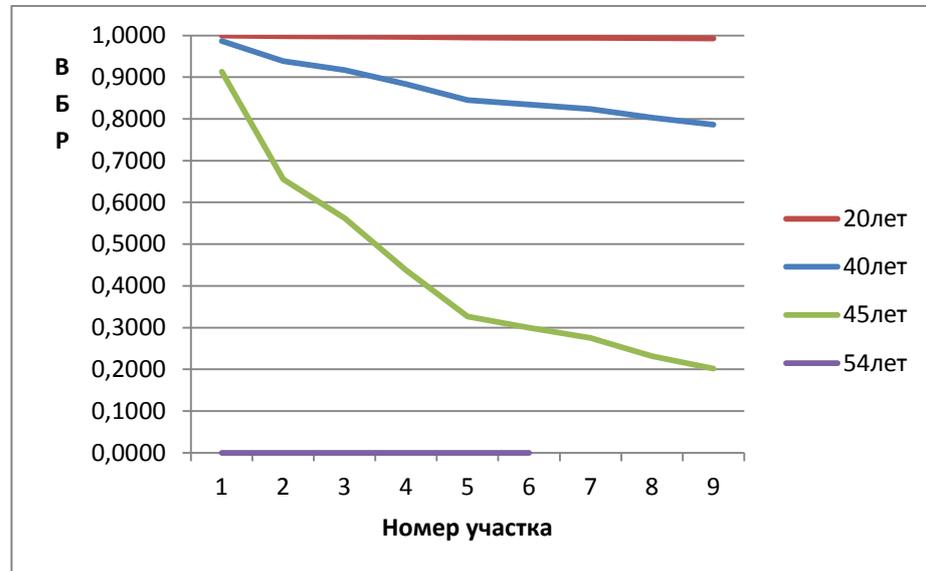


Рисунок 9.3.2 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод котельная д. Карабиха ЯЦРБ - ул. Юбилейная, 4.

В таблице 9.3.3 приведены данные расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод по движению теплоносителя.

Таблица 9.3.3 Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод котельная д. Карабиха ЯЦРБ - ул. Юбилейная, 4.

Номер участка	Начальная тепловая камера участка	Конечная тепловая камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Тип прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная	ТК1	0,219	0,03	1959	54	1,5618E-02	2	19,809	17,0112	17,0112	0,0000
2	ТК1	ТК2	0,159	0,12	1959	54	6,2474E-02	2	19,076	61,8733	78,8846	0,0000
3	ТК2	ТК3	0,108	0,063	1959	54	3,2799E-02	2	18,252	28,5251	107,4097	0,0000
4	ТК3	ТК4	0,089	0,111	1959	54	5,7788E-02	2	17,863	46,7431	154,1527	0,0000
5	ТК4	ТК5	0,089	0,13	1959	54	6,7680E-02	2	17,863	54,7441	208,8969	0,0000
6	ТК5	ТК6	0,108	0,035	1959	54	1,8222E-02	2	18,252	15,8473	224,7441	0,0000
7	ТК6	ТК7	0,108	0,035	1959	54	1,8222E-02	2	18,252	15,8473	240,5914	0,0000
8	ТК7	ТК8	0,076	0,082	1959	54	4,2691E-02	2	17,556	32,4596	273,0511	0,0000
9	ТК8	НЮбилейная 4	0,051	0,071	1959	54	3,6964E-02	2	16,823	25,4316	298,4826	0,0000

9.3.3 Магистральный теплопровод котельной д. Карабиха (школа).

Магистральный теплопровод котельной д. Карабиха (школа) начинается от вывода из котельной и заканчивается потребителем Д/сад (см. рис 9.3.2).



Рисунок 9.3.2 - Магистральный теплопровод котельная д. Карабиха ЯЦРБ - Д/сад.

На рис. 9.3.3 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

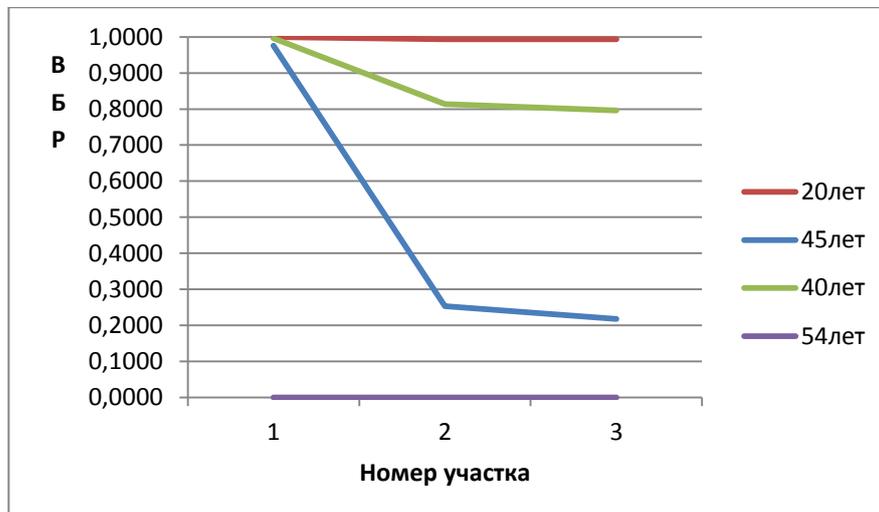


Рисунок 9.3.3 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод котельная д. Карабиха (школа) - Д/сад.

В таблице 9.3.4 приведены данные расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод по движению теплоносителя.

Таблица 9.3.4 Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод котельная д. Карабиха (школа) - Д/сад.

Номер участка	Начальная тепловая камера участка	Конечная тепловая камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Тип прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	ТК	ТК1	0,108	0,01	1959	54	5,2062E-03	2	18,252	4,5278	4,5278	0,0108
2	ТК1	ТК6	0,108	0,556	1959	54	2,8946E-01	2	18,252	251,7454	256,2732	0,0000
3	ТК6	НД/сад	0,051	0,077	1959	54	4,0087E-02	2	16,823	27,5807	283,8539	0,0000

9.3.4 Магистральный теплопровод котельной п. Красные Ткачи (на школу).

Магистральный теплопровод котельной п. Красные Ткачи (на школу) начинается от вывода из котельной и заканчивается потребителем ул. Калинина, 9 (см. рис 9.3.3).



Рисунок 9.3.3 - Магистральный теплопровод котельная п. Красные Ткачи (на школу) - ул. Калинина, 9.

На рис. 9.3.4 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

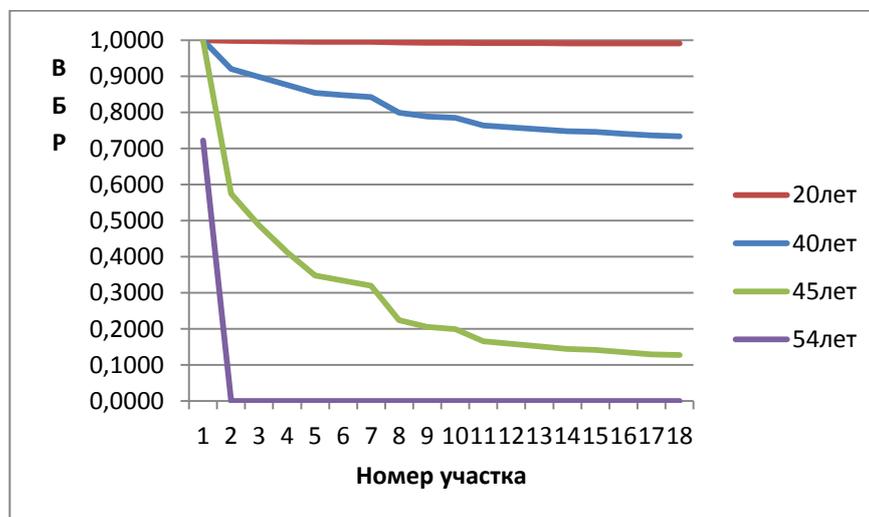


Рисунок 9.3.4 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод котельная п. Красные Ткачи (на школу) - ул. Калинина, 9.

В таблице 9.3.5 приведены данные расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод по движению теплоносителя.

Таблица 9.3.5 Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод котельная п. Красные Ткачи (на школу) - ул. Калинина, 9.

Номер участка	Начальная тепловая камера участка	Конечная тепловая камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Тип прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Кр ткачи школа	У11	0,377	0,0005	1959	54	2,6031E-04	2	21,164	0,3264	0,3264	0,7215
2	У11	ТК7	0,159	0,2	1959	54	1,0412E-01	2	19,076	103,1222	103,4486	0,0000
3	ТК7	ТК8	0,159	0,06	1959	54	3,1237E-02	2	19,076	30,9367	134,3853	0,0000
4	ТК8	УТ5	0,159	0,06	1959	54	3,1237E-02	2	19,076	30,9367	165,3220	0,0000
5	УТ5	ТК9	0,108	0,07	1959	54	3,6443E-02	2	18,252	31,6946	197,0166	0,0000
6	ТК9	УТ6	0,108	0,018	1959	54	9,3711E-03	2	18,252	8,1500	205,1666	0,0000
7	УТ6	УТ7	0,108	0,017	1959	54	8,8505E-03	2	18,252	7,6973	212,8638	0,0000
8	УТ7	УТ8	0,108	0,147	1959	54	7,6531E-02	2	18,252	66,5586	279,4224	0,0000
9	УТ8	УТ9	0,089	0,039	1959	54	2,0304E-02	2	17,863	16,4232	295,8457	0,0000
10	УТ9	ТК10	0,108	0,012	1959	54	6,2474E-03	2	18,252	5,4334	301,2790	0,0000
11	ТК10	ТК11	0,108	0,077	1959	54	4,0087E-02	2	18,252	34,8640	336,1430	0,0000
12	ТК11	ТК17	0,089	0,02	1959	54	1,0412E-02	2	17,863	8,4222	344,5652	0,0000
13	ТК17	ТК18	0,089	0,02	1959	54	1,0412E-02	2	17,863	8,4222	352,9874	0,0000
14	ТК18	УТ12	0,089	0,02	1959	54	1,0412E-02	2	17,863	8,4222	361,4096	0,0000
15	УТ12	УТ11	0,089	0,008	1959	54	4,1649E-03	2	17,863	3,3689	364,7784	0,0000
16	УТ11	УТ19	0,089	0,02	1959	54	1,0412E-02	2	17,863	8,4222	373,2006	0,0000
17	УТ19	УТ20	0,089	0,02	1959	54	1,0412E-02	2	17,863	8,4222	381,6228	0,0000
18	УТ20	НКалинина 9	0,038	0,01	1959	54	5,2062E-03	2	16,319	3,3031	384,9259	0,0000

9.3.5 Магистральный теплопровод котельной п. Красные Ткачи (2-ое производство).

Магистральный теплопровод котельной п. Красные Ткачи (2-ое производство) начинается от вывода из котельной и заканчивается потребителем ул. Московская, 2 (см. рис 9.3.4).



Рисунок 9.3.4 - Магистральный теплопровод котельная п. Красные Ткачи (2-ое производство) - ул. Московская, 2.

На рис. 9.3.5 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

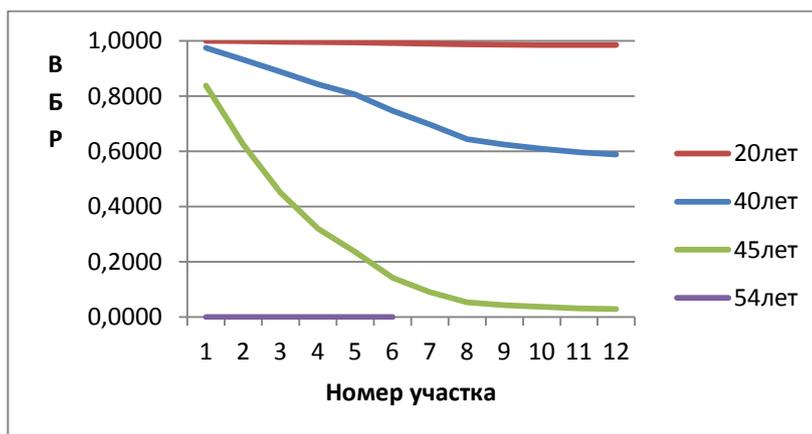


Рисунок 9.3.5 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод котельная п. Красные Ткачи (2-ое производство) - ул. Московская, 2.

В таблице 9.3.6 приведены данные расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод по движению теплоносителя.

Таблица 9.3.6 Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод котельная п. Красные Ткачи (2-ое производство) - ул. Московская, 2.

Номер участка	Начальная тепловая камера участка	Конечная тепловая камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Тип прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная	ТК0	0,005	0,219	1959	54	1,1401E-01	2	13,545	33,1168	33,1168	0,0000
2	ТК0	ТК1	0,0165	0,219	1959	54	1,1401E-01	2	15,041	55,0256	88,1424	0,0000
3	ТК1	ТК2	0,022	0,219	1959	54	1,1401E-01	2	15,458	60,9873	149,1297	0,0000
4	ТК2	ТК3	0,025	0,219	1959	54	1,1401E-01	2	15,651	63,6409	212,7706	0,0000
5	ТК3	У1	0,018	0,219	1959	54	1,1401E-01	2	15,164	56,8269	269,5975	0,0000
6	У1	ТК7	0,095	0,219	1959	54	1,1401E-01	2	17,992	94,5648	364,1623	0,0000
7	ТК7	ТК8	0,07	0,219	1959	54	1,1401E-01	2	17,400	84,9946	449,1569	0,0000
8	ТК8	ТК10	0,104	0,219	1959	54	1,1401E-01	2	18,175	97,8083	546,9652	0,0000
9	ТК10	ТК11	0,05	0,108	1959	54	5,6227E-02	2	16,788	38,4822	585,4474	0,0000
10	ТК11	ТК12	0,04	0,089	1959	54	4,6335E-02	2	16,405	29,8307	615,2781	0,0000
11	ТК12	ТК13	0,03	0,089	1959	54	4,6335E-02	2	15,935	27,4022	642,6803	0,0000
12	ТК13	NМосковская 2	0,03	0,051	1959	54	2,6551E-02	2	15,935	15,7024	658,3827	0,0000

9.3.6 Магистральный теплопровод котельной ОАО «Красные Ткачи».

Магистральный теплопровод котельной ОАО «Красные Ткачи» начинается от вывода из котельной и заканчивается потребителем ул. Б. Октябрьская, 9 (см. рис 9.3.5).



Рисунок 9.3.5 - Магистральный теплопровод котельная ОАО «Красные Ткачи» - ул. Б. Октябрьская, 9.

На рис. 9.3.6 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

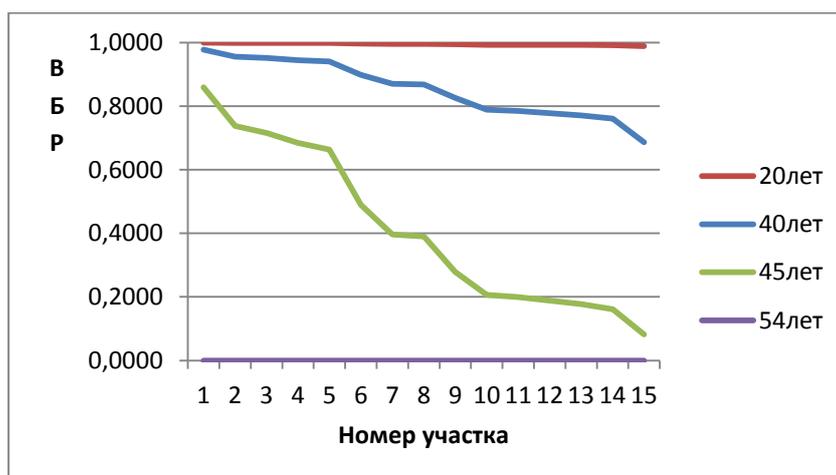


Рисунок 9.3.6 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод котельная ОАО «Красные Ткачи» - ул. Б. Октябрьская, 9.

В таблице 9.3.7 приведены данные расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод по движению теплоносителя.

Таблица 9.3.7 Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод котельная ОАО «Красные Ткачи» - ул. Б. Октябрьская, 9.

Номер участка	Начальная тепловая камера участка	Конечная тепловая камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Тип прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная1	ТК1	0,219	0,05	1959	54	2,6031E-02	2	19,809	28,3521	28,3521	0,0000
2	ТК1	ТК2	0,219	0,05	1959	54	2,6031E-02	2	19,809	28,3521	56,7041	0,0000
3	ТК2	ТК4	0,219	0,01	1959	54	5,2062E-03	2	19,809	5,6704	62,3745	0,0000
4	ТК4	ТК5	0,219	0,015	1959	54	7,8092E-03	2	19,809	8,5056	70,8801	0,0000
5	ТК5	ТК6	0,219	0,01	1959	54	5,2062E-03	2	19,809	5,6704	76,5506	0,0000
6	ТК6	ТК7	0,219	0,1	1959	54	5,2062E-02	2	19,809	56,7041	133,2547	0,0000
7	ТК7	ТК8	0,219	0,07	1959	54	3,6443E-02	2	19,809	39,6929	172,9476	0,0000
8	ТК8	ТК9	0,219	0,005	1959	54	2,6031E-03	2	19,809	2,8352	175,7828	0,0000
9	ТК9	ТК11	0,219	0,11	1959	54	5,7268E-02	2	19,809	62,3745	238,1573	0,0000
10	ТК11	У2	0,219	0,1	1959	54	5,2062E-02	2	19,809	56,7041	294,8614	0,0000
11	ТК12/1	У2	0,219	0,01	1959	54	5,2062E-03	2	19,809	5,6704	300,5318	0,0000
12	ТК13/1	ТК13/2	0,219	0,02	1959	54	1,0412E-02	2	19,809	11,3408	311,8726	0,0000
13	ТК13/2	ТК13/3	0,219	0,02	1959	54	1,0412E-02	2	19,809	11,3408	323,2134	0,0000
14	ТК13/3	ТК13	0,219	0,03	1959	54	1,5618E-02	2	19,809	17,0112	340,2247	0,0000
15	ТК13	НБ, Октябрьская 9	0,219	0,225	1959	54	1,1714E-01	2	19,809	127,5843	467,8089	0,0000

9.3.7 Магистральный теплопровод котельной п. Ананьино.

Магистральный теплопровод котельной п. Ананьино начинается от вывода из котельной и заканчивается потребителем ДК с/с (см. рис 9.3.6).



Рисунок 9.3.6 - Магистральный теплопровод котельная п. Ананьино - ДК с/с.

На рис. 9.3.7 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

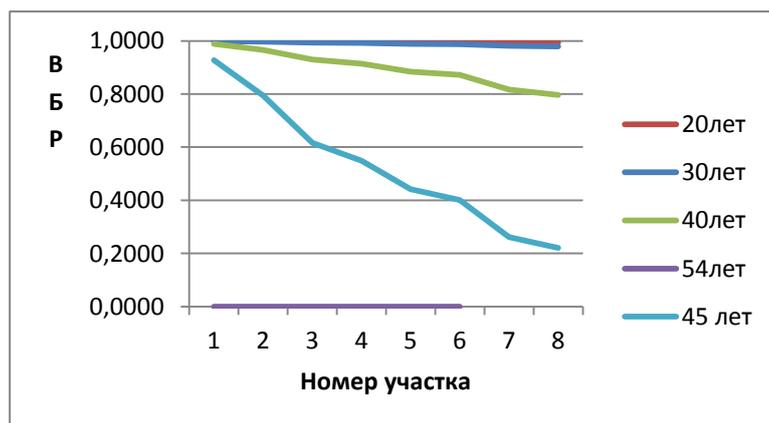


Рисунок 9.3.7 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод котельная п. Ананьино - ДК с/с.

В таблице 9.3.8 приведены данные расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод по движению теплоносителя.

Таблица 9.3.8 Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод котельная п. Ананьино - ДК с/с.

Номер участка	Начальная тепловая камера участка	Конечная тепловая камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Тип прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная	ТК1	0,219	0,025	1959	54	1,3015E-02	2	19,809	14,1760	14,1760	0,0000
2	ТК1	ТК13	0,159	0,056	1959	54	2,9154E-02	2	19,076	28,8742	43,0503	0,0000
3	ТК13	ТК14	0,159	0,092	1959	54	4,7897E-02	2	19,076	47,4362	90,4865	0,0000
4	ТК14	ТК15	0,159	0,042	1959	54	2,1866E-02	2	19,076	21,6557	112,1422	0,0000
5	ТК15	ТК16	0,159	0,078	1959	54	4,0608E-02	2	19,076	40,2177	152,3598	0,0000
6	ТК16	ТК17	0,133	0,038	1959	54	1,9783E-02	2	18,688	18,4943	170,8541	0,0000
7	ТК17	ТК18	0,133	0,164	1959	54	8,5381E-02	2	18,688	79,8173	250,6714	0,0000
8	ТК18	НДК с/с	0,108	0,07	1959	54	3,6443E-02	2	18,252	31,6946	282,3660	0,0000

9.3.8 Магистральный теплопровод котельной п. Белкино.

Магистральный теплопровод котельной п. Белкино начинается от вывода из котельной и заканчивается потребителем дом №3 (см. рис 9.3.7).



Рисунок 9.3.7 - Магистральный теплопровод котельная п. Белкино – дом №3.

На рис. 9.3.8 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

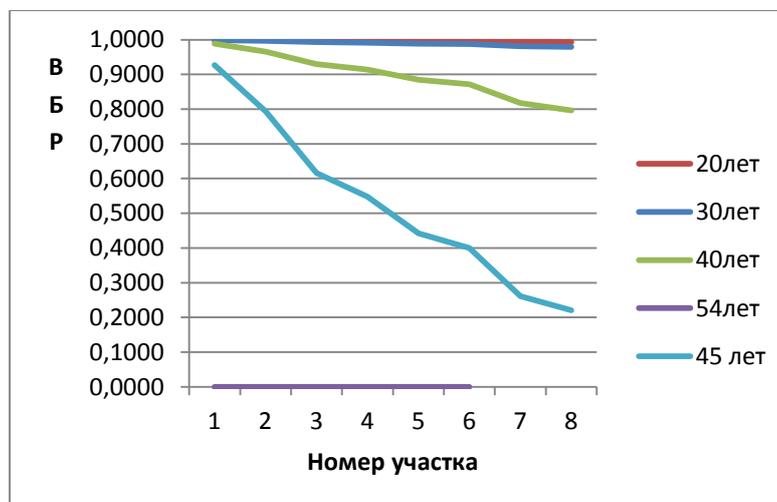


Рисунок 9.3.8 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод котельная п. Белкино – дом №3.

В таблице 9.3.9 приведены данные расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод по движению теплоносителя.

Таблица 9.3.9 Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод котельная п. Белкино – дом №3.

Номер участка	Начальная тепловая камера участка	Конечная тепловая камера участка	Диаметр теплопровода на участке, м	Длина теплопровода на участке, км	Год прокладки теплопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Тип прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная	ТК	0,108	10	1959	54	5,2062E+00	2	18,252	4527,7944	4527,7944	0,0000
2	ТК	т.2	0,045	32,5	1959	54	1,6920E+01	2	16,605	11256,0195	15783,8145	0,0000
3	т.2	№дом 3	0,045	40	1959	54	2,0825E+01	2	16,605	13853,5645	29637,3789	0,0000

9.3.9 Магистральный теплопровод котельной п. Кормилицино.

Магистральный теплопровод котельной п. Кормилицино начинается от вывода из котельной и заканчивается потребителем ул Лесная, 22 (см. рис 9.3.8).



Рисунок 9.3.8 - Магистральный теплопровод котельная п. Кормилицино – ул Лесная, 22.

На рис. 9.3.9 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

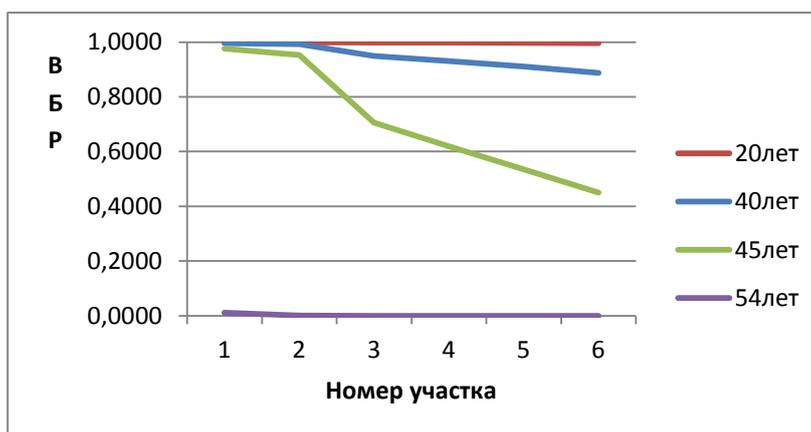


Рисунок 9.3.9 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод котельная п. Кормилицино – ул Лесная, 22.

В таблице 9.3.10 приведены данные расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод по движению теплоносителя.

Таблица 9.3.10 Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод котельная п. Кормилицино – ул Лесная, 22.

Номер участка	Начальная тепловая камера участка	Конечная тепловая камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Тип прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	КотельнаяКормилицино	ТК	0,108	0,01	1959	54	5,2062E-03	2	18,252	4,5278	4,5278	0,0108
2	ТК	т,2	0,108	0,01	1959	54	5,2062E-03	2	18,252	4,5278	9,0556	0,0001
3	т,2	ТК4	0,108	0,124	1959	54	6,4556E-02	2	18,252	56,1447	65,2002	0,0000
4	ТК4	ТК5	0,108	0,054	1959	54	2,8113E-02	2	18,252	24,4501	89,6503	0,0000
5	ТК5	ТК6	0,108	0,06	1959	54	3,1237E-02	2	18,252	27,1668	116,8171	0,0000
6	ТК6	Лесная 22	0,108	0,071	1959	54	3,6964E-02	2	18,252	32,1473	148,9644	0,0000

9.3.10 Магистральный теплопровод ЦТП в п. Дубки (не производственные).

Магистральный теплопровод ЦТП в п. Дубки начинается от вывода из ЦТП и заканчивается потребителем Школа (см. рис 9.3.9).

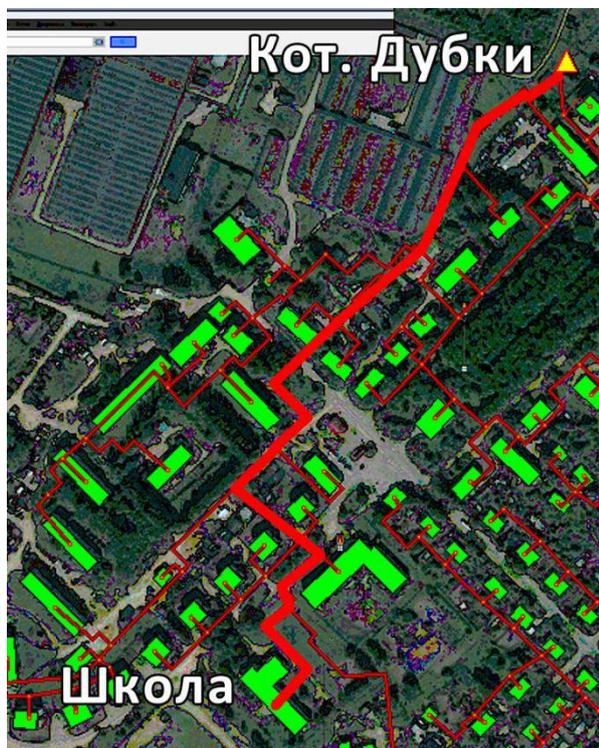


Рисунок 9.3.9 - Магистральный теплопровод ЦТП в п. Дубки – Школа.

На рис. 9.3.10 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

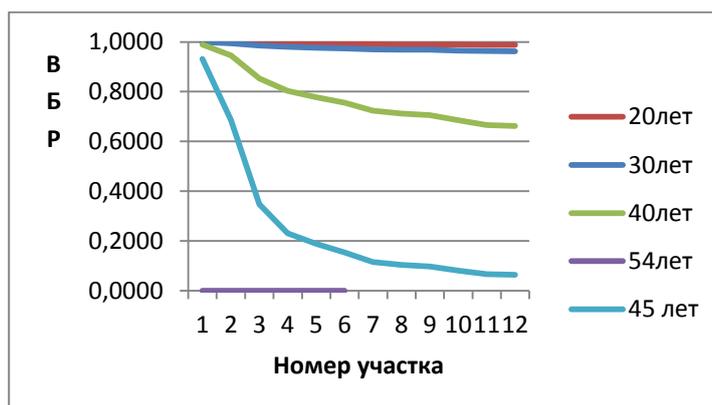


Рисунок 9.3.10 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод ЦТП в п. Дубки – Школа.

В таблице 9.3.11 приведены данные расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод по движению теплоносителя.

Таблица 9.3.11 Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод ЦТП в п. Дубки – Школа.

Номер участка	Начальная тепловая камера участка	Конечная тепловая камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Тип прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	TK0	B3	0,273	0,022	1959	54	1,1454E-02	2	20,341	13,2459	13,2459	0,0000
2	B3	B3/1	0,273	0,095	1959	54	4,9459E-02	2	20,341	57,1981	70,4440	0,0000
3	B3/1	B4	0,273	0,211	1959	54	1,0985E-01	2	20,341	127,0399	197,4839	0,0000
4	B4	C2	0,273	0,126	1959	54	6,5598E-02	2	20,341	75,8627	273,3466	0,0000
5	C2	C3	0,273	0,064	1959	54	3,3319E-02	2	20,341	38,5334	311,8801	0,0000
6	C3	C4	0,219	0,0655	1959	54	3,4100E-02	2	19,809	37,1412	349,0213	0,0000
7	C4	C6	0,219	0,094	1959	54	4,8938E-02	2	19,809	53,3019	402,3232	0,0000
8	C6	C11	0,133	0,04	1959	54	2,0825E-02	2	18,688	19,4676	421,7908	0,0000
9	C11	TK7	0,133	0,024	1959	54	1,2495E-02	2	18,688	11,6806	433,4714	0,0000
10	TK7	TK8	0,133	0,075	1959	54	3,9046E-02	2	18,688	36,5018	469,9732	0,0000
11	TK8	TK9	0,108	0,076	1959	54	3,9567E-02	2	18,252	34,4112	504,3844	0,0000
12	TK9	Школа	0,089	0,02	1959	54	1,0412E-02	2	17,863	8,4222	512,8066	0,0000

9.3.11 Магистральный теплопровод от ТЭЦ-3 на п. Щедрино (первичный контур).

Магистральный теплопровод от ТЭЦ-3 г. Ярославль начинается от вывода с ТЭЦ и заканчивается потребителем ул. Советская, 12 (см. рис 9.3.10).



Рисунок 9.3.10 - Магистральный теплопровод ТЭЦ-3 г. Ярославль – ул. Советская, 12.

На рис. 9.3.11 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

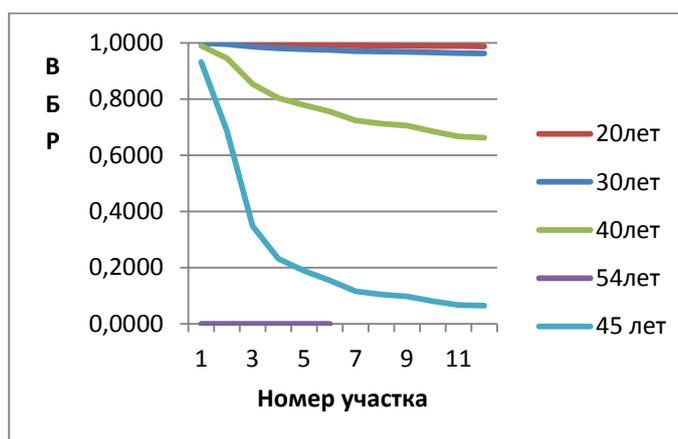


Рисунок 9.3.11 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод ТЭЦ-3 г. Ярославль – ул. Советская, 12.

В таблице 9.3.12 приведены данные расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод по движению теплоносителя.

Таблица 9.3.12 Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод ТЭЦ-3 г. Ярославль – ул. Советская, 12.

Номер участка	Начальная тепловая камера участка	Конечная тепловая камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Тип прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплооборудования при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплооборудования накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	От Ярославской ТЭЦ №3	ТК	0,159	0,005	1959	45	1,3948E-05	2	19,076	0,0138	0,0138	0,9863
2	ТК	ТК24/1	0,125	0,048	1959	45	1,3390E-04	2	18,556	0,1226	0,1364	0,8725
3	ТК24/1	ТК24/6	0,108	0,04	1959	45	1,1158E-04	2	18,252	0,0970	0,2334	0,7918
4	ТК24/6	T2	0,089	0,108	1959	45	3,0128E-04	1	7,577	0,0014	0,2348	0,7907
5	T2	ТК24/10	0,089	0,074	1959	45	2,0643E-04	1	7,577	0,0010	0,2358	0,7899
6	ТК24/10	ТК24/11	0,076	0,035	1959	45	9,7636E-05	1	7,485	0,0004	0,2362	0,7897
7	ТК24/11	ТК24/12	0,076	0,02	1959	45	5,5792E-05	1	7,485	0,0002	0,2364	0,7895
8	ТК24/12	T37	0,076	0,075	1959	45	2,0922E-04	1	7,485	0,0008	0,2371	0,7889
9	T37	ТК24/13	0,076	0,005	1959	45	1,3948E-05	1	7,485	0,0001	0,2372	0,7889
10	ТК24/13	ТК24/14	0,051	0,082	1959	45	2,2875E-04	1	7,264	0,0005	0,2377	0,7885
11	ТК24/14	№Советская 12	0,045	0,06	1959	45	1,6738E-04	1	7,198	0,0003	0,2380	0,7882

9.3.12 Магистральный теплопровод от ЦТП-2 в п. Щедрино (вторичный контур).

Магистральный теплопровод от ЦТП-2 в п. Щедрино начинается от вывода ЦТП-2 и заканчивается потребителем ул. Молодежная, 4а (см. рис 9.3.11).



Рисунок 9.3.11 - Магистральный теплопровод ЦТП-2 в п. Щедрино – ул. Молодежная, 4а.

На рис. 9.3.12 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

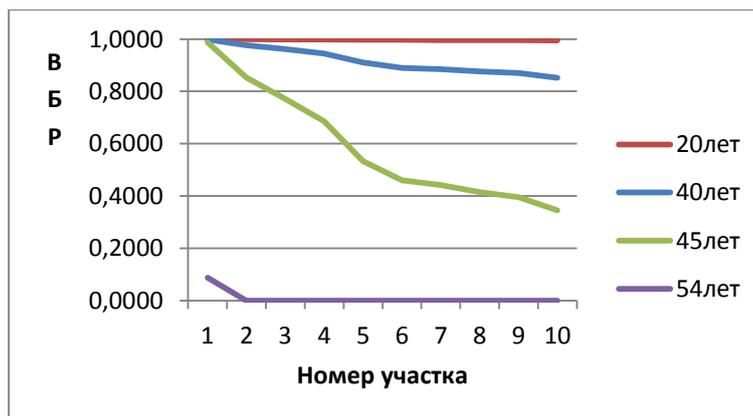


Рисунок 9.3.12 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод ЦТП-2 в п. Щедрино – ул. Молодежная, 4а.

В таблице 9.3.13 приведены данные расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод по движению теплоносителя.

Таблица 9.3.13 Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод ЦТП-2 в п. Щедрино – ул. Молодежная, 4а.

Номер участка	Начальная тепловая камера участка	Конечная тепловая камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Тип прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	ЦТП-2	A11	0,133	0,005	1959	54	2,6031E-03	2	18,688	2,4335	2,4335	0,0877
2	A11	T19	0,108	0,06	1959	54	3,1237E-02	2	18,252	27,1668	29,6002	0,0000
3	T19	T20	0,108	0,042	1959	54	2,1866E-02	2	18,252	19,0167	48,6170	0,0000
4	T20	TK26/8	0,108	0,048	1959	54	2,4990E-02	2	18,252	21,7334	70,3504	0,0000
5	TK26/8	TK26/9	0,108	0,104	1959	54	5,4144E-02	2	18,252	47,0891	117,4394	0,0000
6	TK26/9	УТ3	0,089	0,066	1959	54	3,4361E-02	2	17,863	27,7932	145,2326	0,0000
7	УТ3	T25	0,051	0,02	1959	54	1,0412E-02	2	16,823	7,1638	152,3964	0,0000
8	T25	TK26/9	0,051	0,033	1959	54	1,7180E-02	2	16,823	11,8203	164,2167	0,0000
9	TK26/9	T27	0,038	0,028	1959	54	1,4577E-02	2	16,319	9,2488	173,4655	0,0000
10	T27	NМолодежная 4а	0,038	0,077	1968	45	2,1480E-04	2	16,319	0,1363	173,6017	0,0000

9.3.13 Магистральный теплопровод от котельной ОАО пансионат «Ярославль».

Магистральный теплопровод от котельной ОАО пансионат «Ярославль» начинается от вывода котельной и заканчивается потребителем ул. Коменецкого (см. рис 9.3.12).



Рисунок 9.3.12 - Магистральный теплопровод котельная ОАО пансионат «Ярославль» – ул. Коменецкого.

На рис. 9.3.13 представлена иллюстрация расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

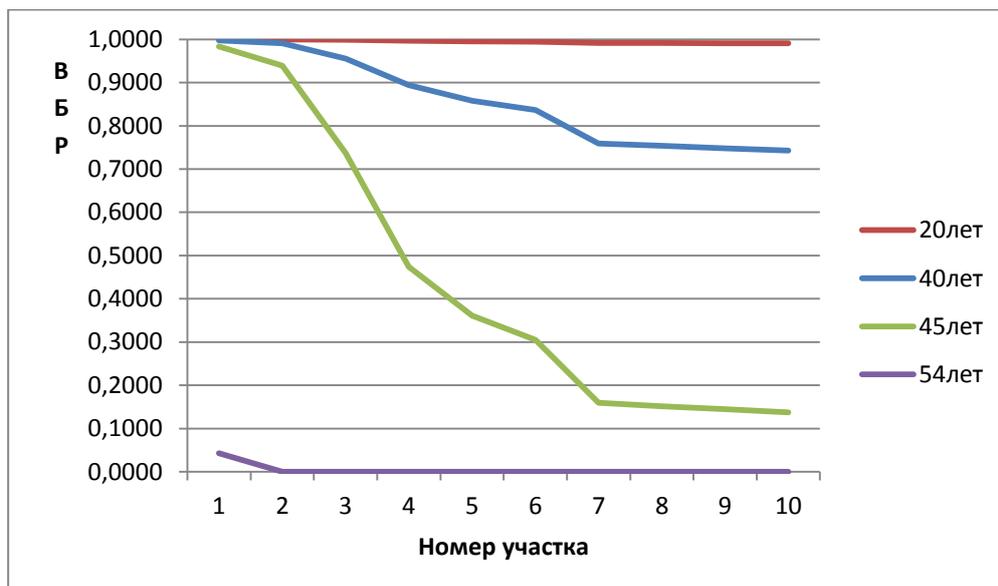


Рисунок 9.3.13 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам входящим в магистральный теплопровод котельная ОАО пансионат «Ярославль» – ул. Коменецкого.

В таблице 9.3.14 приведены данные расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод по движению теплоносителя.

Таблица 9.3.14 Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в магистральный теплопровод котельная ОАО пансионат «Ярославль» – ул. Коменецкого.

Номер участка	Начальная тепловая камера участка	Конечная тепловая камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Тип прокладки	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/ч	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/ч	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная	ТК0	0,325	0,005	1959	54	2,6031E-03	2	20,779	3,1479	3,1479	0,0429
2	ТК0	ТК1	0,219	0,015	1959	54	7,8092E-03	2	19,809	8,5056	11,6535	0,0000
3	ТК1	УТ1	0,219	0,08	1959	54	4,1649E-02	2	19,809	45,3633	57,0168	0,0000
4	УТ1	УТ2	0,219	0,145	1959	54	7,5489E-02	2	19,809	82,2210	139,2378	0,0000
5	УТ2	ТК4	0,108	0,112	1959	54	5,8309E-02	2	18,252	50,7113	189,9491	0,0000
6	ТК4	ТК5	0,108	0,07	1959	54	3,6443E-02	2	18,252	31,6946	221,6436	0,0000
7	ТК5	ТК6	0,108	0,267	1959	54	1,3900E-01	2	18,252	120,8921	342,5357	0,0000
8	ТК6	ТК7	0,108	0,02	1959	54	1,0412E-02	2	18,252	9,0556	351,5913	0,0000
9	ТК7	ТК7,1	0,108	0,02	1959	54	1,0412E-02	2	18,252	9,0556	360,6469	0,0000
10	ТК7.1	НКоменецкого	0,108	0,02	1959	54	1,0412E-02	2	18,252	9,0556	369,7025	0,0000

ГЛАВА 10. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

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

По предварительной оценке величина необходимых инвестиций в строительство 2-х новых автономных газовых блочно-модульных котельных составляет порядка 32 млн.рублей в ценах 2012 года.

Необходимое количество инвестиций для реконструкции и поддержания работоспособности существующих теплогенерирующих источников Карабихского сельского поселения оценивается порядка 8 млн.рублей в год в ценах 2012 года.

По предварительной оценке величина необходимых инвестиций в строительство новой теплотрассы между котельной ОАО «Красные Ткачи» и котельной Красные ткачи (на школу) протяженностью 1000 п.м составляет порядка 10 млн.рублей в ценах 2012 года.

Необходимое количество инвестиций для реконструкции и поддержания работоспособности существующих тепловых сетей Карабихского сельского поселения оценивается порядка 6 млн.рублей в год в ценах 2012 года.

Объем инвестиций необходимо уточнять по факту принятия решения о строительстве или реконструкции каждого объекта в индивидуальном порядке.

10.2 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.

В настоящий момент изменение существующего температурного графика не рекомендуется. Изменение температурного графика потребует в случае строительства автономных газовых блочно-модульных котельных для объектов жилого фонда и соцкультбыта в п. Дубки и п. Щедрино с графика 150/70°С от ТЭЦ-3 на график 95/70°С. В этом случае необходимо проведение наладочного гидравлического расчета режима работы системы теплоснабжения, с последующим внедрением результатов расчетов, при внесении изменений в схему теплоснабжения теплогенерирующего источника. Ориентировочная величина необходимых инвестиций – 1 млн.рублей.

Источники инвестиций – бюджеты всех уровней и др.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 26.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
2. Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения.».
3. Приказ об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения.
4. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения.
5. Генеральный план Карабихского сельского поселения.
6. Отчет по договору № 21-11/РР «Сбор исходных данных по системам теплоснабжения Ярославского муниципального района»