

Центр Энергосбережения

190005, Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская пр., д. 25 лит.А

Тел./факс +7 (812) 712-65-09; 712-65-39

E-mail: esc@esc-spb.ru

Свидетельство: СРО-010-011/2010 от 25.08.2010 г.

СРО НП «СОВЕТ ЭНЕРГОАУДИТОРСКИХ ФИРМ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ДРУЖНОГОРОСКОГО ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

ЗАКАЗЧИК

ОАО «Коммунальные системы
Гатчинского района»
Генеральный директор

ИСПОЛНИТЕЛЬ

ООО «ЦЭС»
Генеральный директор

/ Бойко А.И. /

/ Степанов С.И. /

Ленинградская область

2014

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	8
1.1. Функциональная структура теплоснабжения	8
1.2. Источники тепловой энергии	10
1.2.1. Котельная №21 пос. Дружная Горка.....	10
1.2.2. Котельная №43 д. Лампово.....	15
1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	21
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии.....	21
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии	21
1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключеной тепловой нагрузки.....	25
1.3.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях .	30
1.3.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов.....	30
1.3.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.	30
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	33
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	34
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей.....	34
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей.....	36
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	37
1.3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	37
1.3.13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущеных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	43
1.3.14. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года	45
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	45
1.3.16. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям..	45
1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям	46
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	47
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	47
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	47
1.3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	47
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	48
1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	51
1.5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха	51

1.5.2. Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	54
1.5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	54
1.5.4. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	55
1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	58
1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.....	58
1.6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии.....	59
1.6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя	60
1.7. Балансы теплоносителя	61
1.7.1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть	61
1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	64
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	64
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	64
1.9. Надежность теплоснабжения	65
1.9.1. Методика и показатели надежности	65
1.9.2. Анализ и оценка надёжности системы теплоснабжения	65
1.9.3. Показатели надёжности системы теплоснабжения	66
1.9.4. Оценка надёжности систем теплоснабжения:.....	69
1.9.5. Расчёт показателей надёжности системы теплоснабжения поселения	69
1.10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.	71
1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	72
1.11.1. Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет	72
1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	73
1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.....	76
1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	76
1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа	76
2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	77
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения	77
2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой	

энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий	79
2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.....	81
2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов	86
2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....	86
2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах	96
2.7. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель	96
2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения.....	97
2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене	99
3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА	102
4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ	107
4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.....	107
4.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода.....	110
5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ.....	114
6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	116
6.1. Общие положения	116
6.2. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	116
6.3. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	120

6.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.....	121
6.5. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями	121
6.6. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа.....	121
6.7. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии	122
6.8. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения	122
7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ	
123	
7.1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности	123
7.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	123
7.3. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	124
7.4. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.....	124
7.5. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	124
7.6. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.....	129
8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	133
8.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа	133
8.2. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива	136
9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	137
10. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ.....	139
11. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ	153

ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения Дружногорского городского поселения выполнена на основании Технического задания к договору № 5-10/14 от 13.10.2014 г. (приложение А).

Проект схемы теплоснабжения Дружногорского городского поселения на перспективу до 2030 г. разработан в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых актов.

Состав и структура схемы теплоснабжения удовлетворяют требованиям Федерального закона Российской Федерации от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" (с изменениями и дополнениями) и требованиям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения".

Схема теплоснабжения содержит предпроектные материалы по обоснованию развития систем теплоснабжения для эффективного и безопасного функционирования и служит защите интересов потребителей тепловой энергии.

Описание существующего положения в сфере теплоснабжения основано на данных, переданных разработчику схемы теплоснабжения по запросам заказчика в адрес теплоснабжающих и теплосетевых организаций, действующих на территории поселения.

Схема теплоснабжения является документом, регулирующим развитие теплоэнергетической отрасли населенного пункта в соответствии с планами его перспективного развития, принятыми в документах территориального планирования, а также с учетом требований действующих федеральных, региональных и местных нормативно-правовых актов.

Схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации в отношении следующих данных:

- распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии в период, на который распределяются нагрузки;
- изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии, в том числе за счет перераспределения тепловой

нагрузки из одной зоны действия в другую в период, на который распределяются нагрузки;

- внесение изменений в схему теплоснабжения в части включения в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства;
- переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в весенне-летний период функционирования систем теплоснабжения;
- переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в отопительный период, в том числе за счет вывода котельных в пиковый режим работы, холодный резерв, из эксплуатации;
- мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- ввод в эксплуатацию в результате строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и соответствие их обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации, и проектной документации;
- строительство и реконструкция тепловых сетей, включая их реконструкцию в связи с исчерпанием установленного и продленного ресурсов;
- баланс топливно-энергетических ресурсов для обеспечения теплоснабжения, в том числе расходов аварийных запасов топлива;
- финансовые потребности при изменении схемы теплоснабжения и источники их покрытия.

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

1.1. Функциональная структура теплоснабжения

Дружногорское городское поселение — муниципальное образование в составе Гатчинского района Ленинградской области. Административный центр — посёлок Дружная Горка. На территории поселения находятся 12 населённых пунктов — 2 посёлка, 1 село и 9 деревень. Общая численность населения на 2014 год составляет 6160 человек.

На территории Дружногорского городского поселения расположено две системы централизованного теплоснабжения. На территории п. Дружная Горка централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №21, в д. Лампово — от котельной №43.

В границах Дружногорского городского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет открытое акционерное общество «Коммунальные системы Гатчинского района».

ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» использует источники тепловой энергии и тепловые сети на правах аренды. Арендная плата за пользование муниципальной собственностью включается в себестоимость оказываемых услуг, формирование арендной платы осуществляется в соответствии с порядком, согласованным собственником и эксплуатирующей организацией в договорах аренды имущественных комплексов.

ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» реализуют полученную энергию непосредственно потребителям в пределах систем теплоснабжения котельных.

Структура договорных отношений в сфере теплоснабжения на территории Дружногорского городского поселения представлена на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1. Структура договорных отношений

На территориях Дружногорского городского поселения, не охваченных зонами действия источников централизованного теплоснабжения, используются индивидуальные источники теплоснабжения. В зонах действия индивидуального теплоснабжения отопление осуществляется при помощи печного отопления и в некоторых случаях - электроснабжения и индивидуальных котлов на газообразном топливе. Централизованное горячее водоснабжение в постройках с печным отоплением отсутствует.

1.2. Источники тепловой энергии

1.2.1. Котельная №21 пос. Дружная Горка

1.2.1.1. Структура основного оборудования

На котельной №21 установлено четыре котла ДКВР-6,5/13. Суммарная установленная мощность котельной составляет 20,13 МВт (17,32 Гкал/час). Котлы ДКВР-6,5/13 — это двухбарабанные, вертикально-водотрубные котлы с естественной циркуляцией предназначены для выработки насыщенного или перегретого пара, идущего на технологические нужды промышленных предприятий, в системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Котлы снабжены контрольно-измерительными приборами и арматурой (КИПиА). На всех четырех котлоагрегатах установлено идентичное оборудование.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Технические характеристики котельного оборудования котельной №21 пос. Дружная Горка

№ котла	1	2	3	4
Марка котла	ДКВР-6,5/13	ДКВР-6,5/13	ДКВР-6,5/13	ДКВР-6,5/13
Год ввода в эксплуатацию	1963	1963	1963	1963
Паропроизводительность, т/ч	6,5	6,5	6,5	6,5
Давление пара, МПа (кг/см ²)	1,3 (13)	1,3 (13)	1,3 (13)	1,3 (13)
Температура пара, °С	194	194	194	194
Поверхность нагрева котла, м ² : радиационная / конвективная / общая	27,9/197,4/22 5,8	27,9/197,4/22 5,8	27,9/197,4/22 5,8	27,9/197,4/22 5,8
Объем котла, м ³ : паровой / водяной	2,55/7,80	2,55/7,80	2,55/7,80	2,55/7,80
КПД, %	91%	91%	91%	91%

1.2.1.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На котельной установлено четыре паровых котла ДКВР-6,5/13. Установленная мощность котельной составляет 20,13 МВт (17,32 Гкал/час).

1.2.1.3. *Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности*

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Располагаемая мощность котельной составляет 20,13 МВт (17,32 Гкал/час).

1.2.1.4. *Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто*

Потребление тепловой мощности котельной №21 на собственные нужды составляет 0,14 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 17,18 Гкал/час.

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

Котельная была введена в эксплуатацию в 1963 году. Котлы ДКВР-6,5/13 установлены на котельной в 1963 году.

1.2.1.6. *Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок*

На котельной №21 пос. Дружная Горка установлено четыре паровых котла ДКВР-6,5/13. После котлов из парового коллектора пар поступает на деаэраторы и сетевые подогреватели. Вода для отопления потребителей подогревается в сетевых подогревателях, вода на нужды горячего водоснабжения — в деаэрациях. Приготовление подпиточной воды также осуществляется в деаэраторах.

Тепловая схема котельной представлена на рисунке 1.2.

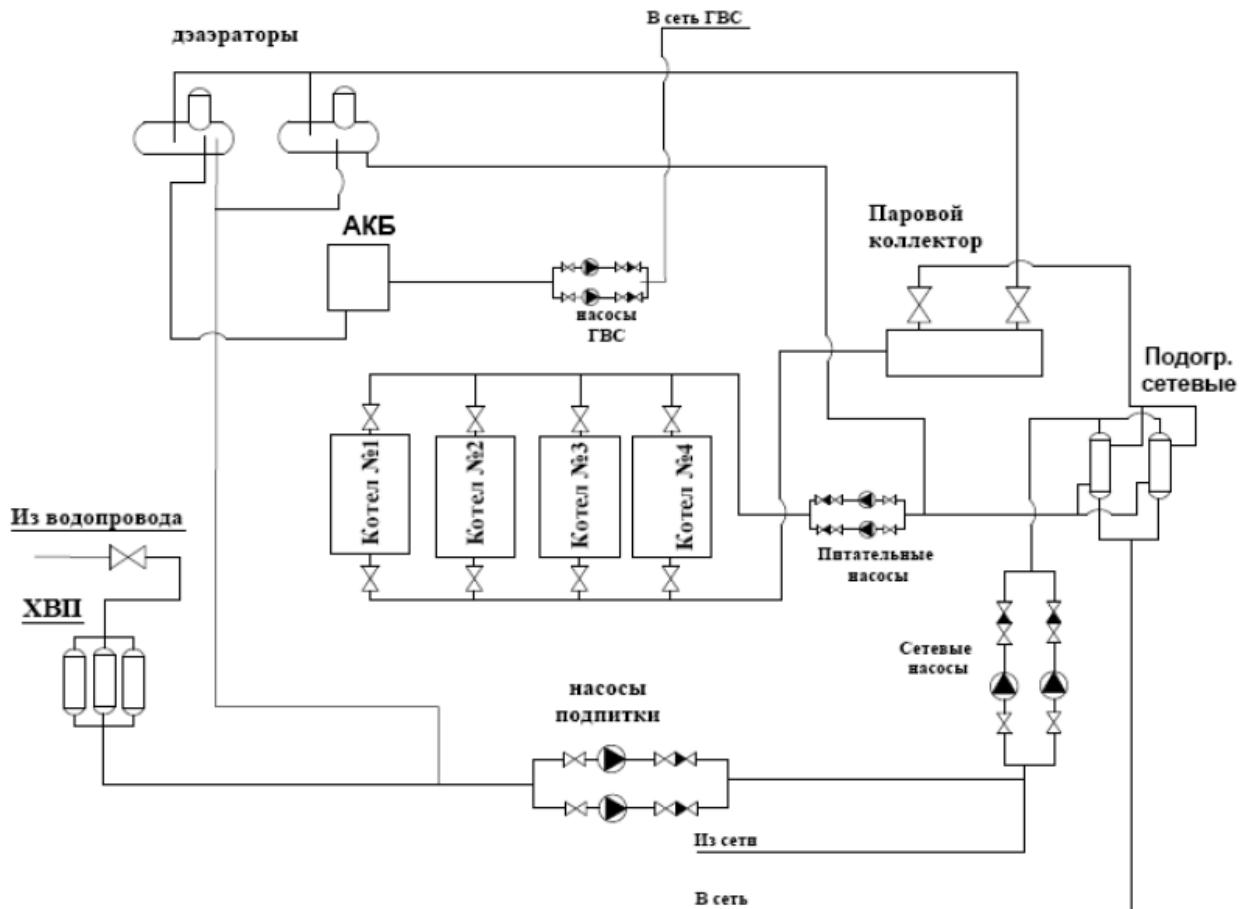


Рисунок 1.2. Тепловая схема котельной №21 пос. Дружная Горка

1.2.1.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Система теплоснабжения котельной №21 - трехтрубная. Способ регулирования отпуска тепловой энергии - качественный. Теплоснабжение потребителей от котельной №21 пос. Дружная Горка осуществляется по температурному графику 95/70°C, в сеть горячего водоснабжения теплоноситель поступает температурой 65°C.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №21 представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №21

t наружного воздуха, °C	t прямой воды, °C	t обратной воды, °C	Разность температур, °C
10	36	32	4,0
9	37,5	32,9	4,6
8	39	33,8	5,2
7	41	35,2	5,8
6	43	36,6	6,4
5	44,5	37,5	7,0
4	46	38,4	7,6
3	48	39,8	8,2
2	50	41,2	8,8
1	51,5	42,1	9,4
0	53	43	10,0
-1	54,5	43,9	10,6
-2	56	44,8	11,2
-3	57,5	45,7	11,8
-4	59	46,6	12,4
-5	60,5	47,5	13,0
-6	62	48,4	13,6
-7	63,5	49,3	14,2
-8	65	50,2	14,8
-9	66,5	51,5	15,4
-10	68	52	16,0
-11	69,5	53	16,5
-12	71	54	17,0
-13	72,5	55	17,5
-14	74	56	18,0
-15	75,5	57	18,5
-16	77	58	19,0
-17	78,5	59	19,5
-18	80	60	20,0
-19	81,5	61	20,5
-20	83	62	21,0
-21	84,5	63	21,5
-22	86	64	22,0
-23	87,5	65	22,5
-24	89	66	23,0
-25	90,5	67	23,5
-26	92	68	24,0
-27	93,5	69	24,5
- 28 и ниже	95	70	25,0

Примечание: Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°C.

1.2.1.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В настоящее время на котельной №21 пос. Дружная Горка работают четыре паровых котла ДКВР-6,5/13. Суммарное время работы котельной за год составляет 8424 часа. Сведения о времени работы котельной №21 пос. Дружная Горка представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3. Сведения о времени работы котельной №21

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	-	744
Февраль	672	-	672
Март	744	-	744
Апрель	720	-	720
Май	264	480	744
Июнь	-	720	720
Июль	-	744	744
Август	-	408	408
Сентябрь	-	720	720
Октябрь	672	72	744
Ноябрь	720	-	720
Декабрь	744	-	744
Среднегодовые значения	5280	3144	8424

1.2.1.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Приборы учета тепла на котельной отсутствуют. Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, производится расчетным методом.

1.2.1.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по аварийным ситуациям на котельной №21 пос. Дружная Горка представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4. Статистика аварийных ситуаций на котельной №21 пос. Дружная Горка

Месяц	2011	2012	2013
Январь	2	1	-
Февраль	2	-	-
Март	2	1	-
Апрель	1	3	-
Май	1	1	-
Июнь	-	-	-
Июль	-	-	-
Август	3	3	-
Сентябрь	1	1	-
Октябрь	3	-	-
Ноябрь	-	-	-
Декабрь	1	-	-
Итого	16	10	0

1.2.1.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №21 пос. Дружная Горка отсутствуют.

1.2.2. Котельная №43 д. Лампово

1.2.2.1. Структура основного оборудования

На котельной №43 установлено два котла КВ-ГМ-2,5-95 суммарной установленной мощностью 5,0 МВт (4,3 Гкал/час). Котельная работает по двухконтурной схеме. Для приготовления воды на нужды теплоснабжения потребителей используются 2 пластинчатых подогревателя ТПР-0,13.

Котлы оборудованы горелочными устройствами CIB Unigas P 91. Мощность горелок 480-2800 кВт. Электродвигатель - 4 кВт (2800 об./мин). Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5. Технические характеристики котельного оборудования котельной №43 д. Лампово

№ котла	1	2
Марка котла	КВ-ГМ-2,5-95	КВ-ГМ-2,5-95
Год ввода в эксплуатацию	2002	2002
Теплопроизводительность, МВт	2,5	2,5
Теплопроизводительность, Гкал/час	2,15	2,15
Водяной объем котла, м ³	0,85	0,85
КПД котла, %	93%	93%

1.2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На котельной установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-2,5-95 теплопроизводительностью 2,5 МВт (2,15 Гкал/час) каждый. Установленная мощность котельной составляет 5 МВт (4,3 Гкал/час).

1.2.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности отсутствуют. Установленная мощность котельной составляет 5 МВт (4,3 Гкал/час).

1.2.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Потребление тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды котельной №43 составляет 0,049 Гкал/ч. Тепловая мощность нетто котельной составляет 4,251 Гкал/час.

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

Котельная была построена в 2002 году. Все теплофикационное оборудование котельной эксплуатируется с 2002 года.

1.2.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

На котельной №43 д. Лампово установлено два котла КВ-ГМ2,5-95. Котельная работает по независимой схеме: котловой контур отделен от тепловой сети, подогрев воды осуществляется с помощью теплообменников.

Тепловая схема котельной представлена на рисунке 1.3.

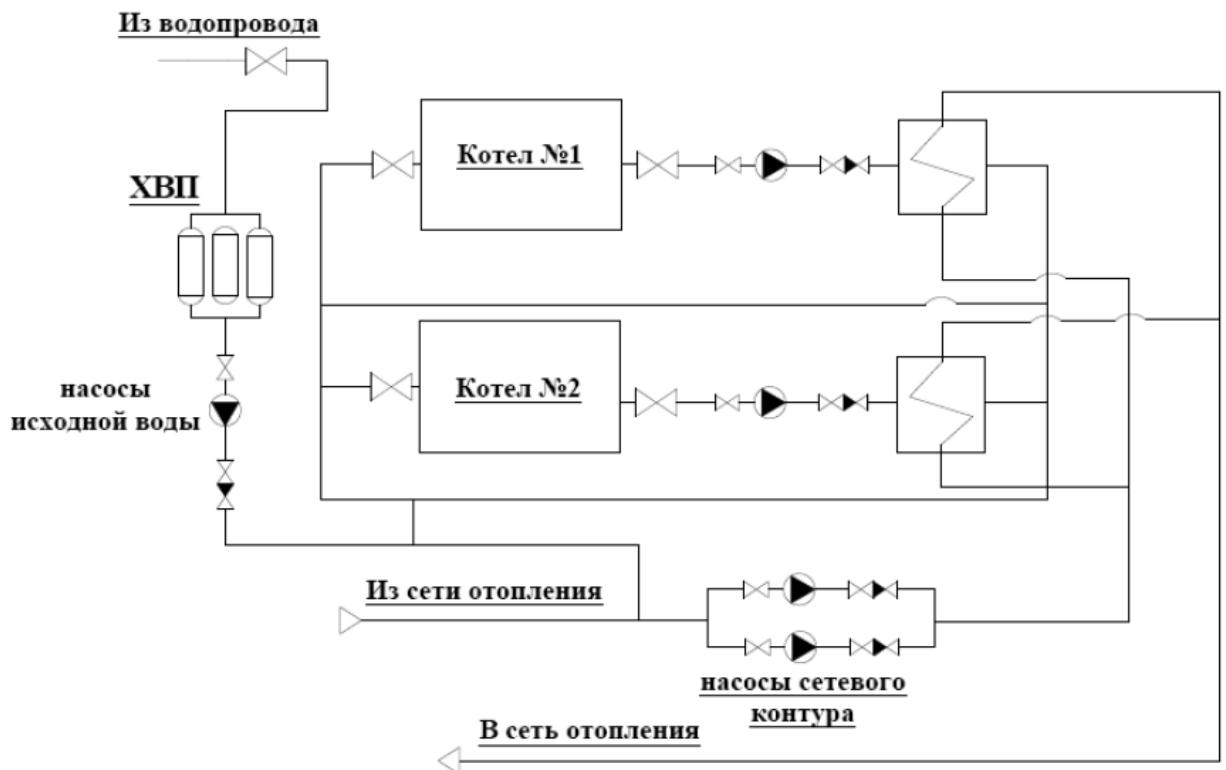


Рисунок 1.3. Тепловая схема котельной №43 д. Лампово

1.2.2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Система теплоснабжения котельной №43 - двухтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественно-количественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Для периода температур наружного воздуха от +10°C до -4°C регулировка температуры в обратном трубопроводе обеспечивается изменением объемов теплоносителя.

Температура нижней срезки - 60°C, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения.

Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №43 представлен в таблице 1.6.

Таблица 1.6. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №43

t наружного воздуха, °C	t прямой воды, °C	t обратной воды, °C	Разность температур, °C
10	60	47	13,0
9	60	47	13,0
8	60	47	13,0
7	60	47	13,0
6	60	47	13,0
5	60	47	13,0
4	60	47	13,0
3	60	47	13,0
2	60	47	13,0
1	60	47	13,0
0	60	47	13,0
-1	60	47	13,0
-2	60	47	13,0
-3	60	47	13,0
-4	60	47	13,0
-5	60,5	47,5	13,0
-6	62	48,4	13,6
-7	63,5	49,3	14,2
-8	65	50,2	14,8
-9	66,5	51,5	15,4
-10	68	52	16,0
-11	69,5	53	16,5
-12	71	54	17,0
-13	72,5	55	17,5
-14	74	56	18,0
-15	75,5	57	18,5
-16	77	58	19,0
-17	78,5	59	19,5
-18	80	60	20,0
-19	81,5	61	20,5
-20	83	62	21,0
-21	84,5	63	21,5
-22	86	64	22,0
-23	87,5	65	22,5
-24	89	66	23,0

t наружного воздуха, °C	t прямой воды, °C	t обратной воды, °C	Разность температур, °C
-25	90,5	67	23,5
-26	92	68	24,0
-27	93,5	69	24,5
-28 и ниже	95	70	25,0

Примечание: 1. Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°C.

1.2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

В настоящее время на котельной №43 д. Лампово работают 2 водогрейных котла КВ-ГМ-2,5-95. Суммарное время работы котельной составляет 8424 часа год. Сведения о времени работы котельной №43 д. Лампово представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7. Сведения о времени работы котельной №43

Месяцы	Число часов работы		
	отопит. период	летний период	Итого
Январь	744	-	744
Февраль	672	-	672
Март	744	-	744
Апрель	720	-	720
Май	264	480	744
Июнь	-	720	720
Июль	-	744	744
Август	-	408	408
Сентябрь	-	720	720
Октябрь	672	72	744
Ноябрь	70	-	720
Декабрь	744	-	744
Среднегодовые значения	5280	3144	8424

1.2.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Прибор учета отпуска тепла СПТ942 на котельной установлен, но находится в нерабочем состоянии. Учет тепла, отпущенного в тепловые сети, производится расчетным методом.

1.2.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Данные по аварийным ситуациям на котельной №43 д. Лампово представлены в таблице 1.8.

Таблица 1.8. Статистика аварийных ситуаций на котельной №43 д. Лампово

Месяц	2011	2012	2013
Январь	-	-	-
Февраль	-	-	-
Март	-	-	-
Апрель	-	-	-
Май	-	-	-
Июнь	-	-	-
Июль	-	-	-
Август	-	-	-
Сентябрь	-	-	-
Октябрь	1	-	-
Ноябрь	-	-	-
Декабрь	-	-	-
Итого	1	0	0

1.2.2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной №43 д. Лампово отсутствуют.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии

1.3.1.1. СЦТ котельной №21 пос. Дружная Горка

Система теплоснабжения – трехтрубная, с тупиковыми сетями горячего водоснабжения.

Схема тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка – тупиковая. Протяженность тепловых сетей составляет 8417 м в однотрубном исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 325 мм, минимальный – 45 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,118 м.

1.3.1.2. СЦТ котельной №43 д. Лампово

Система теплоснабжения – двухтрубная, открытая.

Протяженность тепловых сетей составляет 2744 м в однотрубном исчислении. Максимальный наружный диаметр тепловой сети составляет 159 мм, минимальный – 57 мм. Средний (по материальной характеристике) наружный диаметр трубопроводов тепловых сетей составляет 0,116 м.

1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

На территории Дружногорского городского поселения функционирует два источника тепловой энергии. На территории пос. Дружная Горка централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №21, на территории д. Лампово — от котельной № 43.

Схемы тепловых сетей представлены на рисунках 1.4 - 1.6.



Рисунок 1.4. Схема тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка (контур отопления)

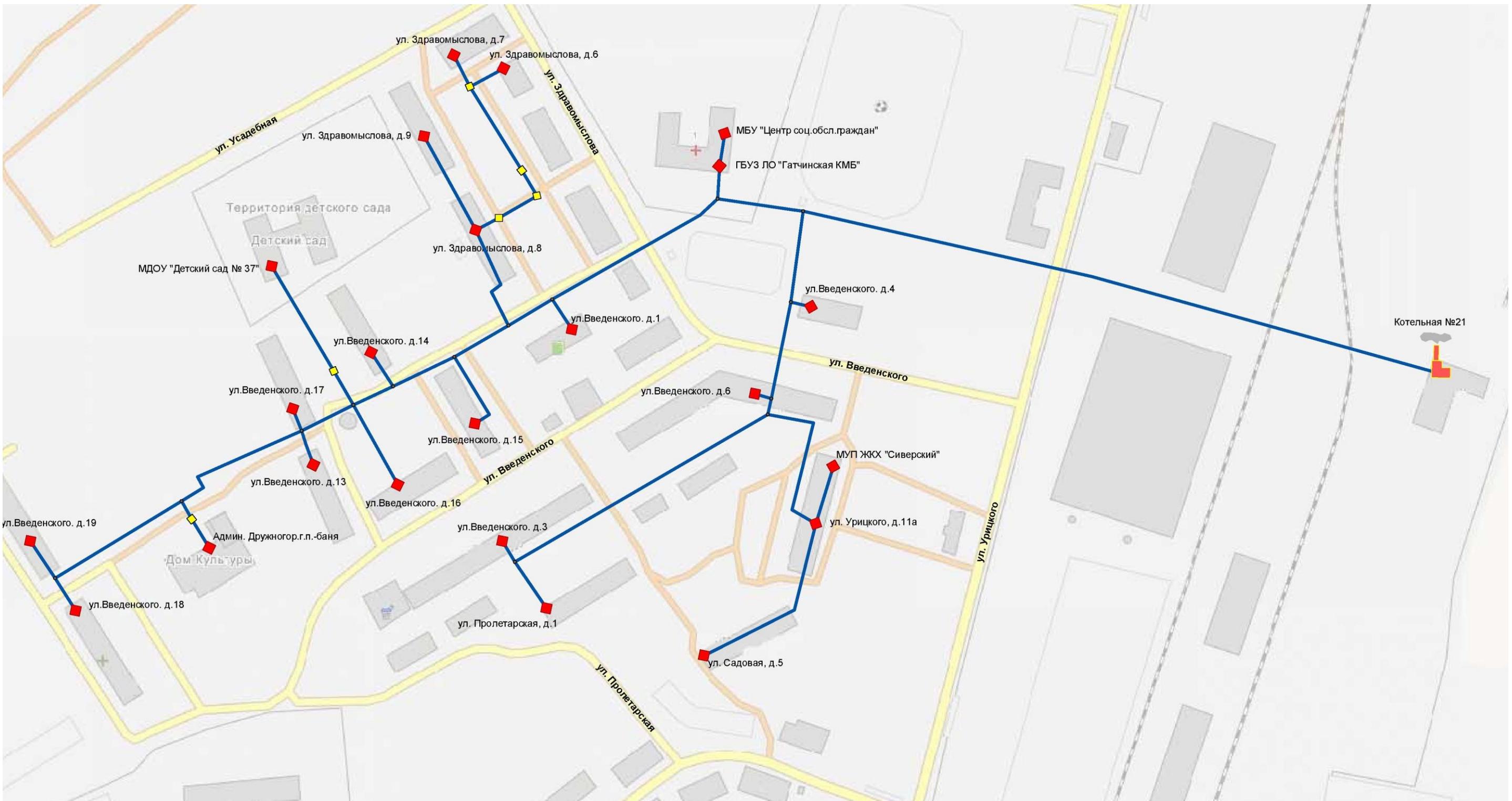


Рисунок 1.5. Схема тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка (контур ГВС)



Рисунок 1.6. Схема тепловых сетей котельной №43 д. Лампово

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

1.1.1.1. СЦТ котельной №21 пос. Дружная Горка

Система теплоснабжения - трехтрубная. Теплоснабжение и горячее водоснабжение потребителей осуществляется по двум независимым контурам. Параметры тепловых сетей отопления и горячего водоснабжения представлены в таблицах 1.9 и 1.10 соответственно.

Прокладка тепловых сетей выполнена подземным и надземным способами. Распределение тепловых сетей котельной №21 по типу прокладки графически представлено на рисунке 1.7. Как видно из диаграмм, среди сетей отопления и горячего водоснабжения наиболее часто применяется надземная прокладка.

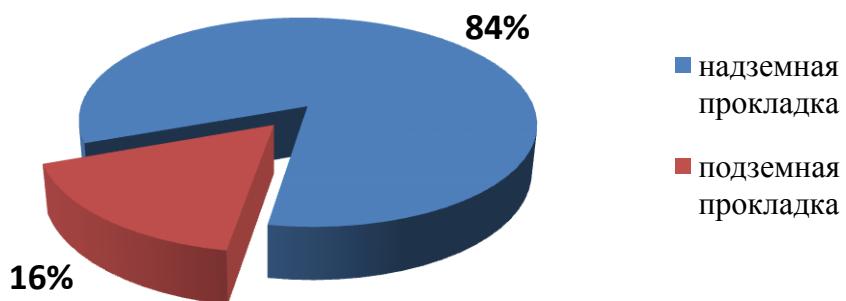


Рисунок 1.7. Распределение сетей котельной №21 по типу прокладки

При подземной бесканальной прокладке тепловых сетей применяется битумно-перлитовая теплоизоляция труб. При надземной прокладке в качестве теплоизоляции используется минвата и рубероид.

Все тепловые сети проложены в период с 1959 по 1989 год.

Таблица 1.9. Параметры тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка (отопление)

Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D_y , мм		Наружный диаметр трубопроводов на участке D_n , мм		Длина участка L, м			Материальная характеристика трубопроводов, м ²		
			Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Итого	Подающий	Обратный	Итого
С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	70	70	76	76	313	313	626	23,79	23,79	47,58
С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	50	50	57	57	142	142	284	8,09	8,09	16,19
С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	40	40	45	45	100	100	200	4,50	4,50	9,00
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	300	300	325	325	340	340	680	110,50	110,50	221,00
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	125	125	133	133	936	936	1872	124,49	124,49	248,98
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	100	100	108	108	682	682	1364	73,66	73,66	147,31
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	80	80	89	89	199	199	398	17,71	17,71	35,42
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	70	70	76	76	440	440	880	33,44	33,44	66,88
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	50	50	57	57	115	115	230	6,56	6,56	13,11
ИТОГО							3267	3267	6534	402,73	402,73	805,46
в т. ч. надземная прокладка							2712	2712	5424			
подземная прокладка							555	555	1110			

Таблица 1.10. Параметры тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка (ГВС)

Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D_y , мм		Наружный диаметр трубопроводов на участке D_n , мм		Длина участка L, м			Материальная характеристика трубопроводов, м ²		
			Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Итого	Подающий	Обратный	Итого
С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	70		76		24		24	1,82		1,82
С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	50		57		206		206	11,74		11,74
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	125		133		665		665	88,45		88,45
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	100		108		628		628	67,82		67,82
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	70		76		63		63	4,79		4,79
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	50		57		297		297	16,93		16,93
ИТОГО							1883		1883	191,55		191,55
в т. ч. надземная прокладка							1653		1653			
подземная прокладка							230		230			

1.3.3.2. СЦТ котельной №43 д. Лампово

Система теплоснабжения - двухтрубная.

Прокладка тепловых сетей выполнена подземным и надземным способами.

Параметры тепловых сетей представлены в таблице 1.11.

Распределение тепловых сетей котельной №43 по типу прокладки графически представлено на рисунке 1.9. Как видно из диаграмм, среди сетей отопления и горячего водоснабжения наиболее часто применяется подземная прокладка.

При подземной бесканальной прокладке тепловых сетей применяется битумно-перлитовая теплоизоляция труб. При надземной прокладке в качестве теплоизоляции используется минвата и рубероид.

Все тепловые сети проложены в период с 1959 по 1989 год.

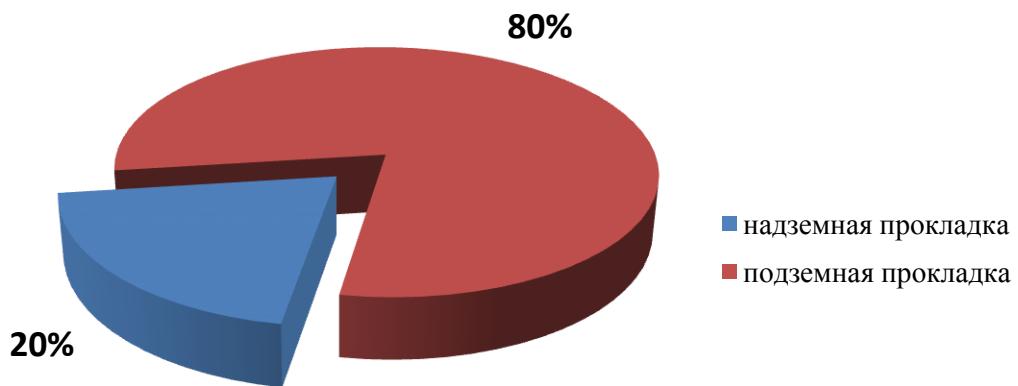


Рисунок 1.9. Распределение сетей котельной №43 по типу прокладки

Таблица 1.11. Параметры тепловых сетей котельной №43 д. Лампово

Год прокладки	Вид прокладки	Материал изоляции	Условный диаметр трубопроводов на участке D_y , мм		Наружный диаметр трубопроводов на участке D_n , мм		Длина участка L, м			Материальная характеристика трубопроводов, м ²		
			Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Подающий	Обратный	Итого	Подающий	Обратный	Итого
С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	150	150	159	159	173	173	346	27,51	27,51	55,01
С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	125	125	133	133	172	172	344	22,88	22,88	45,75
С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	100	100	108	108	255	255	510	27,54	27,54	55,08
С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	80	80	89	89	231	231	462	20,56	20,56	41,12
С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	70	70	76	76	95	95	190	7,22	7,22	14,44
С 1959 по 1989 г.	подземная	битум-перлит	50	50	57	57	169	169	338	9,63	9,63	19,27
С 1959 по 1989 г.	надземная	минвата, рубероид	150	150	159	159	277	277	554	44,04	44,04	88,09
ИТОГО							1372	1372	2744	159,38	159,38	318,76
в т. ч. надземная прокладка							277	277	554			
подземная прокладка							1095	1095	2190			

1.3.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

При подземной прокладке запорная арматура на тепловых сетях установлена в тепловых камерах. Расстояние между соседними секционирующими задвижками определяет время опорожнения и заполнения участка, следовательно, влияет на время ремонта и восстановления участка тепловой сети. При возникновении аварии или инцидента величина отключенной тепловой нагрузки также зависит от количества и места установки секционирующих задвижек.

На тепловых сетях установлена ручная клиновая запорная арматура. Электроприводная запорно-регулирующая арматура на балансе энергоснабжающей организации отсутствует.

1.3.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном из сборных железобетонных конструкций, оборудованных приямками, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного приямка. В перекрытии оборудовано два или четыре люка.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-90 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

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

Система теплоснабжения котельной №21 в пос. Дружная Горка - трехтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем

трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Качественное регулирование обеспечивает стабильный расход теплоносителя и, соответственно, гидравлический режим системы теплоснабжения на протяжении всего отопительного периода, что является основным его достоинством.

Теплоснабжение потребителей от котельной №21 в пос. Дружная Горка осуществляется по температурному графику 95/70°C, в сеть горячего водоснабжения теплоноситель поступает температурой 65°C.

Температурный график регулирования отпуска в сети отопления – 95/70°C, представлен в таблице 1.12.

Выбор графика обоснован тепловой нагрузкой отопления, надежностью оборудования источника тепловой энергии и близким расположением абонентов тепловой сети.

Таблица 1.12. Температурный график котельной №21 пос. Дружная Горка

t наружного воздуха, °C	t прямой воды, °C	t обратной воды, °C	Разность температур, °C
10	36	32	4,0
9	37,5	32,9	4,6
8	39	33,8	5,2
7	41	35,2	5,8
6	43	36,6	6,4
5	44,5	37,5	7,0
4	46	38,4	7,6
3	48	39,8	8,2
2	50	41,2	8,8
1	51,5	42,1	9,4
0	53	43	10,0
-1	54,5	43,9	10,6
-2	56	44,8	11,2
-3	57,5	45,7	11,8
-4	59	46,6	12,4
-5	60,5	47,5	13,0
-6	62	48,4	13,6
-7	63,5	49,3	14,2
-8	65	50,2	14,8
-9	66,5	51,5	15,4
-10	68	52	16,0
-11	69,5	53	16,5
-12	71	54	17,0
-13	72,5	55	17,5
-14	74	56	18,0

t наружного воздуха, °C	t прямой воды, °C	t обратной воды, °C	Разность температур, °C
-15	75,5	57	18,5
-16	77	58	19,0
-17	78,5	59	19,5
-18	80	60	20,0
-19	81,5	61	20,5
-20	83	62	21,0
-21	84,5	63	21,5
-22	86	64	22,0
-23	87,5	65	22,5
-24	89	66	23,0
-25	90,5	67	23,5
-26	92	68	24,0
-27	93,5	69	24,5
-28 и ниже	95	70	25,0

Примечание: Допустимо отклонение температуры теплоносителя - 3°C.

Система теплоснабжения котельной №43 д. Лампово - двухтрубная. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественно-количественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Для периода температур наружного воздуха от +10°C до -4°C регулировка температуры в обратном трубопроводе обеспечивается изменением объемов теплоносителя.

Температура нижней срезки - 60°C, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения.

Температурный график регулирования отпуска в тепловые сети – 95/70°C представлен в таблице 1.13.

Таблица 1.13. Температурный график котельных №43 д. Лампово

t наружного воздуха, °C	t прямой воды, °C	t обратной воды, °C	Разность температур, °C
10	60	47	13,0
9	60	47	13,0
8	60	47	13,0
7	60	47	13,0
6	60	47	13,0
5	60	47	13,0
4	60	47	13,0
3	60	47	13,0

t наружного воздуха, °C	t прямой воды, °C	t обратной воды, °C	Разность температур, °C
2	60	47	13,0
1	60	47	13,0
0	60	47	13,0
-1	60	47	13,0
-2	60	47	13,0
-3	60	47	13,0
-4	60	47	13,0
-5	60,5	47,5	13,0
-6	62	48,4	13,6
-7	63,5	49,3	14,2
-8	65	50,2	14,8
-9	66,5	51,5	15,4
-10	68	52	16,0
-11	69,5	53	16,5
-12	71	54	17,0
-13	72,5	55	17,5
-14	74	56	18,0
-15	75,5	57	18,5
-16	77	58	19,0
-17	78,5	59	19,5
-18	80	60	20,0
-19	81,5	61	20,5
-20	83	62	21,0
-21	84,5	63	21,5
-22	86	64	22,0
-23	87,5	65	22,5
-24	89	66	23,0
-25	90,5	67	23,5
-26	92	68	24,0
-27	93,5	69	24,5
-28 и ниже	95	70	25,0

Примечание: 1. Допустимо отклонение температуры - теплоносителя 3°C.

1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют расчетным.

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Пьезометрические графики и результаты гидравлического расчета систем теплоснабжения котельных №21 и №43 представлены в приложении Б.

Результаты расчетов показывают, что гидравлические характеристики системы теплоснабжения котельных №21 и №43 не соответствуют рекомендованным. Удельные гидравлические потери на многих участках отклоняются от рекомендуемого уровня. При этом скорость течения сетевой воды в целом находится в рекомендуемом диапазоне.

Необходимо отметить, что нормативными документами не регламентируется предельно допустимый уровень удельных гидравлических потерь. Однако, существуют рекомендации в различных справочниках. Ими устанавливаются следующие величины удельных потерь:

- 8 мм/м – для магистральных тепловых сетей;
- 15 мм/м – для распределительных тепловых сетей;
- 30 мм/м – для квартальных тепловых сетей.

Превышение рекомендованных значений допускается, однако, это влечет за собой увеличение расхода электроэнергии на привод насосного оборудования.

Как и в случае с удельными потерями давления, допустимые значения скоростей не регламентируются. Существующие рекомендации устанавливают диапазон оптимальных скоростей от 0,3 м/с до 1,5 м/с. При уменьшении скорости будут расти тепловые потери, при увеличении – гидравлические.

1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей

Данные по аварийным ситуациям на тепловых сетях на территории Дружногорского городского поселения за 2011 – 2013 гг представлены в таблицах 1.14 – 1.16.

Таблица 1.14. Данные по аварийным ситуациям на тепловых сетях в 2011 г.

Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
21.01.2011	Дружная Горка, ул. Садовая, д.8	1	
1.03.2011	Дружная Горка, ул. Пролетарская, д.18		1
12.04.2011	Дружная Горка, ул. Садовая, д.8	1	
30.06.2011	Дружная Горка, ул. Введенского, д.6		1
23.09.2011	Дружная Горка, ул. Пролетарская, д.1	1	
30.09.2011	Дружная Горка, ул. Ленина, д.8	1	
3.11.2011	Дружная Горка, ул. Введенского, д.19	1	
24.11.2011	Дружная Горка, ул. Введенского, д.13	1	
Итого по котельной №21		6	2
7.07.2011	Лампово, ул. Совхозная, д.15		1
22.07.2011	Лампово, у бани	1	
6.09.2011	Лампово, ул. Совхозная, д.15		1
18.11.2011	Лампово, ул. Совхозная, д.15	1	
5.12.2011	Лампово, у детского сада	1	
26.12.2011	Лампово, ул. Совхозная, д.15	1	
Итого по котельной №43		4	2

Интенсивность отказов тепловых сетей за 2011 год от котельной №21 составила 1,9/(км*год), от котельной №43 – 4,37/(км*год). Значения интенсивности отказов тепловых сетей вышеперечисленных котельных говорят об их малой надежности.

Таблица 1.15. Данные по аварийным ситуациям на тепловых сетях в 2012 г.

Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
16.03.2012	Дружная Горка, ул. Садовая, д.8	1	
11.04.2012	Дружная Горка, ул. Здравомыслова, д.93	1	
27.11.2012	Дружная Горка, ул. Введенского, д.16-17	1	
Итого по котельной №21		3	
16.04.2012	Лампово, ул. Совхозная, д.9	1	
9.10.2012	Лампово, ул. Совхозная, д.5	5	
Итого по котельной №43		6	

Интенсивность отказов тепловых сетей за 2012 год от котельной №21 составила 0,7/(км*год), от котельной №43 – 4,37/(км*год). Значения интенсивности

отказов тепловых сетей вышеперечисленных котельных говорят об их малой надежности.

Таблица 1.16. Данные по аварийным ситуациям на тепловых сетях в 2013 г.

Дата производства работ	Производственный объект, адрес	ВСЕГО аварийные ситуации, шт.	
		теплоснабжение	ГВС
6.05.2013	Дружная Горка, ул. Ленина, д.1		1
13.06.2013	Дружная Горка, ул. Ленина, д.6		1
13.06.2013	Дружная Горка, ул. Садовая, д.4	1	
22.08.2013	Дружная Горка, ул. Ленина, д.5	1	
23.08.2013	Дружная Горка, ул. Ленина, д.5	1	
6.11.2013	Дружная Горка, ул. Урицкого, д.1-3	1	
Итого по котельной №21		4	2
14.08.2013	Лампово, ул. Совхозная, д.16	1	
15.08.2013	Лампово, ул. Совхозная, д.16	1	
16.08.2013	Лампово, ул. Совхозная, д.16	1	
5.09.2013	Лампово, ул. Совхозная, д.9	1	
26.12.2013	Лампово, ул. Совхозная, д.4	1	
Итого по котельной №43		5	

Интенсивность отказов тепловых сетей за 2013 год от котельной №21 составила 1,4/(км*год), от котельной №43 – 3,64/(км*год). Значения интенсивности отказов тепловых сетей вышеперечисленных котельных говорят об их малой надежности.

1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях, установленные постановлением Правительства Ленинградской области №177 от 19 июня 2008 года «Об утверждении Правил подготовки и проведения отопительного сезона в Ленинградской области».

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

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

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

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

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплопотребления, при

открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

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

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

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

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

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

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

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°C. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

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

Отключение тепловых пунктов и систем теплопотребления производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек — задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктах систем теплопотребления.

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

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

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

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

Процедуры летних ремонтов, параметры и методы испытаний тепловых сетей (гидравлических, температурных, на тепловые потери), проводимые ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района», соответствуют нормативно-технической документации.

1.3.13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущеных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго № 325 от 30 декабря 2008 года (с изменениями от 1 февраля 2010 г.) «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относятся потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования и техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, а именно:

- потери и затраты теплоносителя в пределах установленных норм;
- потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя;

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматривающими такой слив, определяются конструкцией указанных приборов.

Затраты теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях ОАО "Коммунальные системы Гатчинского района" на 2015 год представлены в таблице 1.17.

Таблица 1.17. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях ОАО "Коммунальные системы Гатчинского района" на 2015 год

Наименование системы теплоснабжения		Котельная №21 п. Дружная Горка	Котельная №43 д. Лампово
Годовые затраты и потери теплоносителя, м ³ (т)	с утечкой	3324,46	1310,67
	технологические затраты	1252,69	548,80
	всего	4577,14	1859,47
Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал	через изоляцию	3358,70	1925,71
	с затратами теплоносителя	255,37	107,72
	всего	3614,07	2033,44

1.3.14. Тепловые потери в тепловых сетях за последние 3 года

Тепловые потери в тепловых сетях за последние три года представлены в таблице 1.18

Таблица 1.18. Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Наименование СЦТ	Ед. изм.	2011	2012	2013
СЦТ котельной №21 пос. Дружная Горка	Гкал	2188,98	1885,82	1894,88
СЦТ котельной №43 д. Лампово	Гкал	703,88	693,37	686,55

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

1.3.16. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

Система теплоснабжения котельной №21 – трехтрубная. Теплоснабжение и горячее водоснабжение осуществляется по двум независимым контурам. В СЦТ котельной №43 д. Лампово система теплоснабжения - двухтрубная.

Схемы подключения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям котельной №21 и котельной №43 представлены на рисунках 1.10 и 1.11 соответственно.

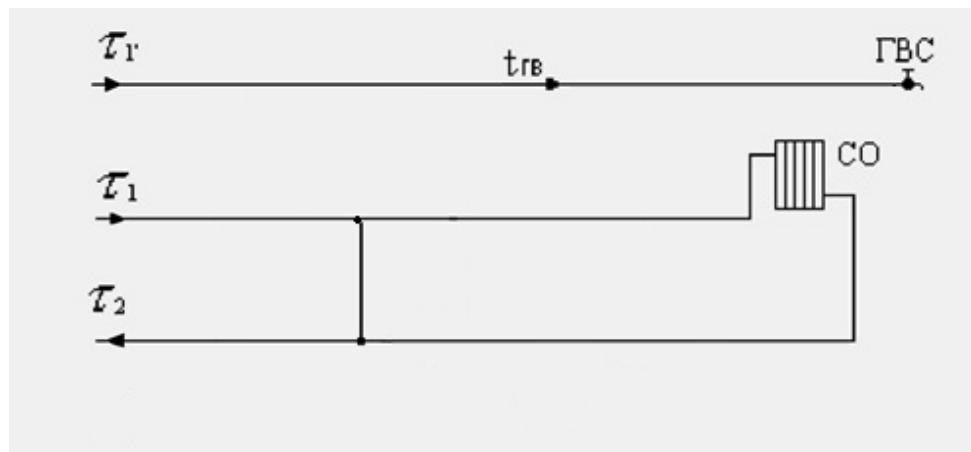


Рисунок 1.10. Схема подключения потребителей к трехтрубным системам теплоснабжения

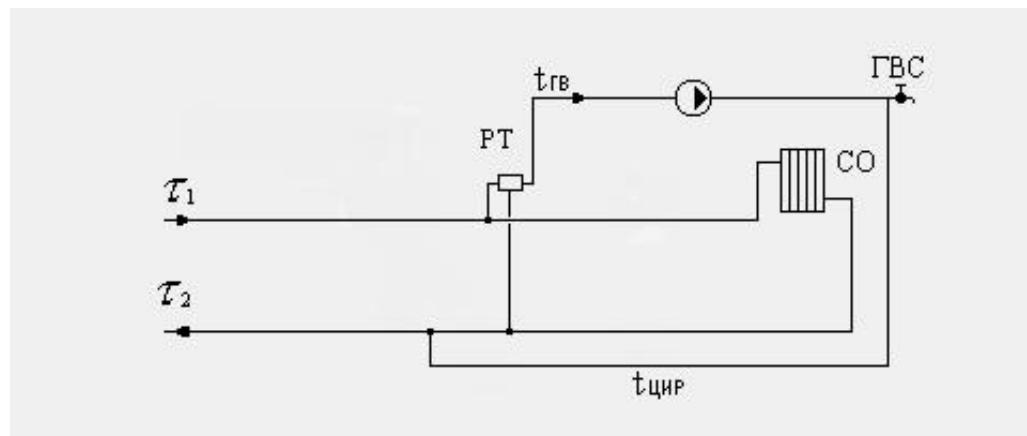


Рисунок 1.11. Схема подключения потребителей к двухтрубным системам теплоснабжения (с открытым водоразбором на горячее водоснабжение)

1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенное из тепловых сетей потребителям

На настоящий момент на территории Дружногорского городского поселения приборный учет тепловой энергии, отпущенное из тепловых сетей потребителям, отсутствует.

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

Организована единая диспетчерская служба, имеющая связь со всеми котельными. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером дежурной бригаде.

1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

В системе теплоснабжения центральные тепловые пункты и насосные станции отсутствуют.

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Предохранительная арматура, осуществляющая защиту тепловых сетей от превышения давления, отсутствует.

1.3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Согласно исходным данным в настоящее время бесхозяйные тепловые сети в Дружногорском городском поселении отсутствуют.

В случае обнаружения бесхозяйных тепловых сетей решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона "О теплоснабжении" от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ.

В случае выявления тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе

теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

Зоны действия источников представлены на рисунках 1.12 – 1.13.



Рисунок 1.12. Зона действия котельной №21 пос. Дружная Горка

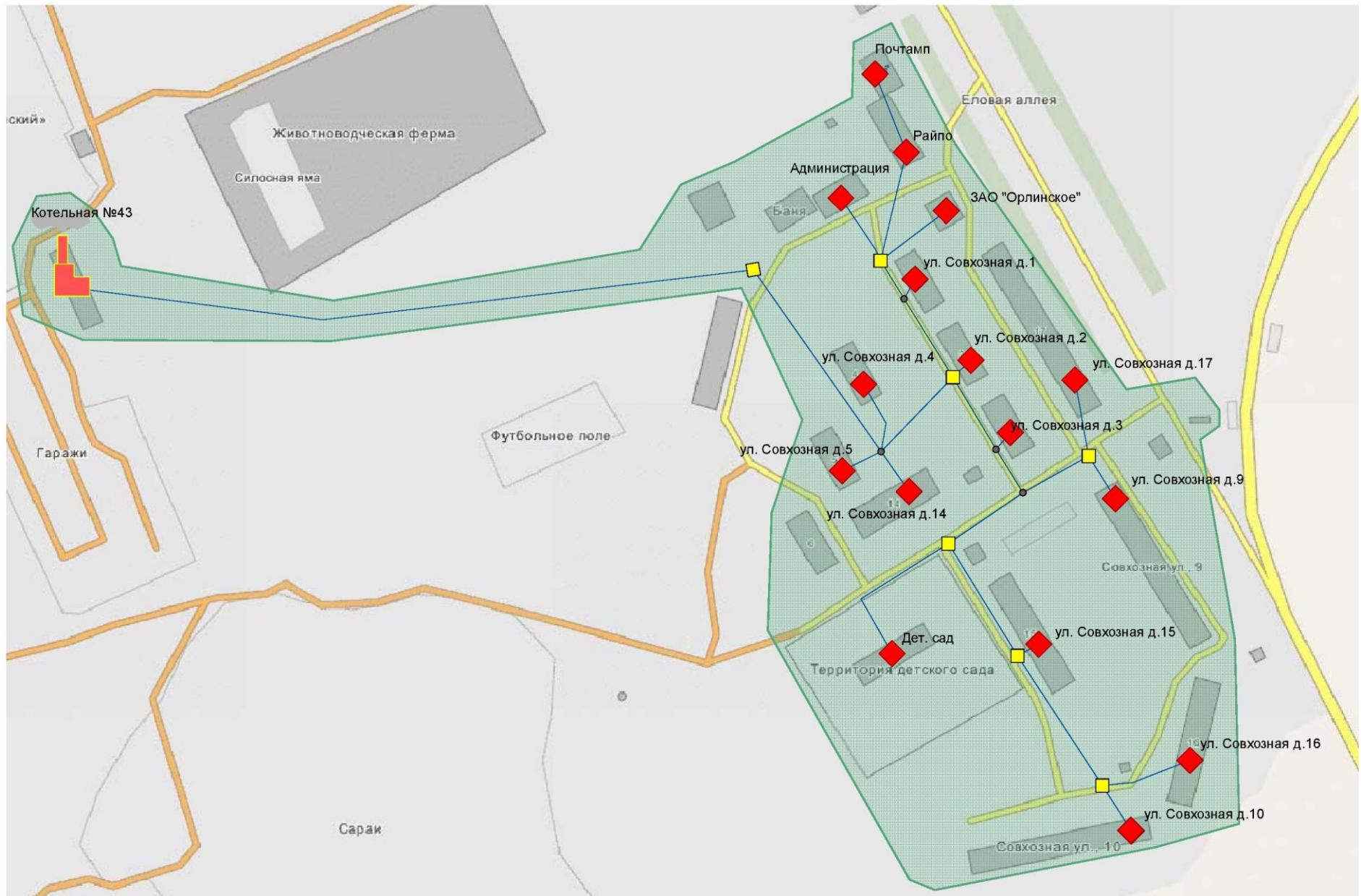


Рисунок 1.13. Зона действия котельной №43 д. Лампово

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

1.5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и ГВС для Гатчинского района Ленинградской области составляет минус 26°C.

Средняя температура отопительного сезона (принята средней за пять лет, согласно данным метеорологических служб) составляет минус 1,8°C.

Продолжительность отопительного сезона составляет 220 суток.

В качестве элементов территориального деления приняты 12 населенных пунктов (2 поселка, 1 село и 9 деревень), входящие в состав Дружногорского городского поселения.

Централизованное теплоснабжение присутствует только в пос. Дружная Горка и д. Лампово. На территории пос. Дружная Горка централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №21. На территории д. Лампово централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №43.

Тепловые нагрузки абонентов котельных представлены в приложении В. В результате анализа перечня потребителей тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения на территории Дружногорского городского поселения были получены значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха, представленные в таблице 1.19.

Характер тепловой нагрузки Дружногорского городского поселения в централизованных системах теплоснабжения пос. Дружная Горка и д. Лампово представлен на рисунке 1.14. Как видно из диаграммы, основную часть тепловой нагрузки (более 90%) в обоих населенных пунктах составляет нагрузка отопления.

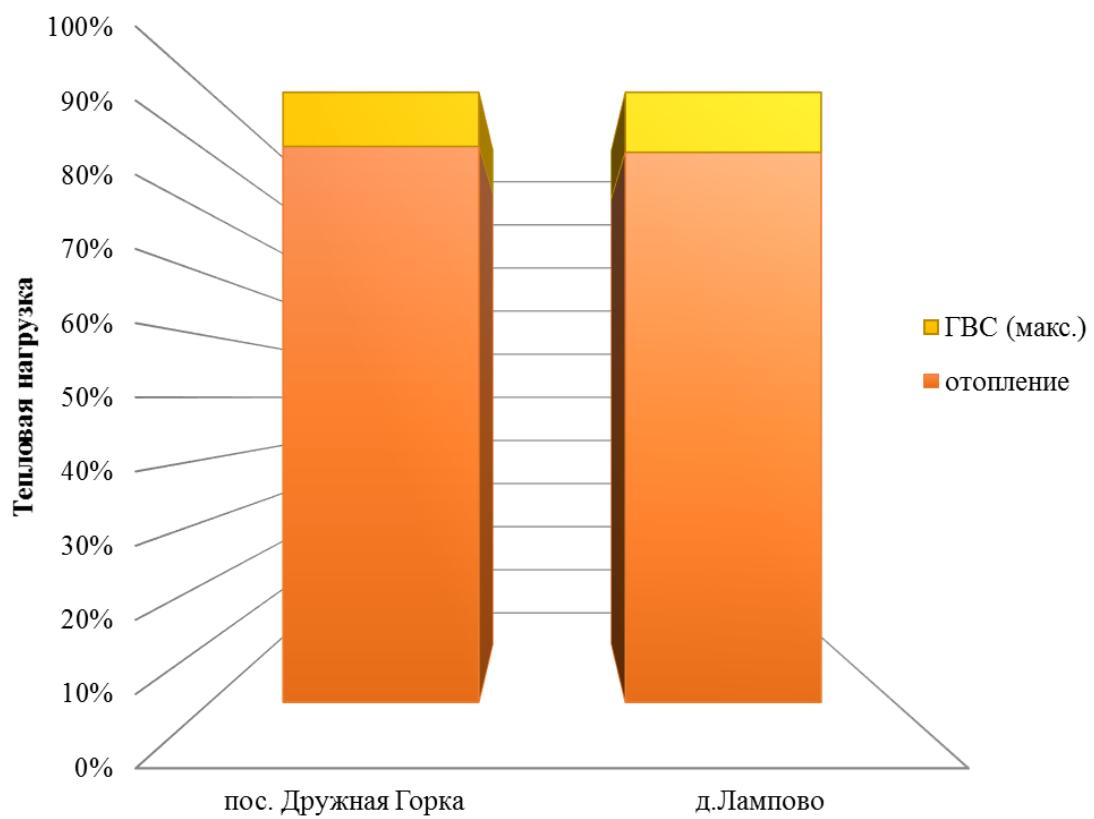


Рисунок 1.14. Характер тепловой нагрузки Дружногорского городского поселения

Таблица 1.19. Тепловые нагрузки потребителей систем централизованного теплоснабжения

Наименование показателя	Ед. изм.	Наименование планировочного района, источника		Итого Дружногорское ГП
		пос. Дружная Горка	д.Лампово	
		Котельная №21	Котельная №43	
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:				
жилые здания	Гкал/ч	5,946	2,376	8,322
отопление	Гкал/ч	4,758	2,156	6,914
ГВС (макс.)	Гкал/ч	4,346	1,955	6,301
общественные здания	Гкал/ч	0,412	0,201	0,612
отопление	Гкал/ч	1,063	0,176	1,239
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,948	0,143	1,091
прочие	Гкал/ч	0,116	0,032	0,148
отопление	Гкал/ч	0,125	0,044	0,169
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,000	0,001	0,001
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	5,946	2,376	8,322
отопление	Гкал/ч	5,418	2,142	7,560
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,528	0,234	0,762

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

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников на территории Дружногорского городского поселения не зафиксировано.

1.5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Режим работы котельных на территории Дружногорского городского поселения – круглогодичный.

Средняя температура отопительного сезона (принята средней за пять лет, согласно данным метеорологических служб) составляет минус 1,8°C.

Продолжительность отопительного сезона составляет 220 суток.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах представлены в таблице 1.20.

Таблица 1.20. Значения потребления тепловой энергии

	Ед. измерения	Отопительный период	Год
пос. Дружная Горка			
Кот. №21 п. Дружная Горка	Гкал	14444,41	15790,7
отопление, вентиляция	Гкал	12153,92	12153,92
ГВС	Гкал	2290,48	3636,78
д. Лампово			
Кот. №43 д. Лампово	Гкал	6222,85	6865,50
отопление, вентиляция	Гкал	5138,54	5138,54
ГВС	Гкал	1084,31	1726,96
Итого по Дружногорскому городскому поселению	Гкал	20667,26	22656,20

1.5.4. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

В соответствии с «Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. N 306) (в редакции постановления Правительства РФ от 28 марта 2012 г. N 258)», которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

- в отношении горячего водоснабжения - этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);
- в отношении отопления - материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем;

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются следующие показатели:

в отношении горячего водоснабжения:

- в жилых помещениях - куб. метр на 1 человека;
- на общедомовые нужды - куб. метр на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

в отношении отопления:

- в жилых помещениях - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;

- на общедомовые нужды - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме.

Нормативы потребления коммунальных услуг определяются с применением метода аналогов либо расчетного метода с использованием формул согласно приложению к Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.

Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, утвержденные постановлением Правительства Ленинградской области от 24 ноября 2010 года N 313 (с изм. от 30 мая 2014 года) «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному водоснабжению, водоотведению, горячему водоснабжению и отоплению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории Ленинградской области, при отсутствии приборов учета», представлены в таблице 1.21.

Таблица 1.21. Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению на территории Ленинградской области

N п/п	Классификационные группы многоквартирных домов и жилых домов	Норматив потребления тепловой энергии, Гкал/кв.м, общей площади жилых помещений в месяц
1	Дома постройки до 1945 года	0,0207
2	Дома постройки 1946-1970 годов	0,0173
3	Дома постройки 1971-1999 годов	0,0166
4	Дома постройки после 1999 года	0,0099

Нормативы потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение, утвержденные постановлением Правительства Ленинградской области от 11 февраля 2013 г. N 25 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по электроснабжению, холодному и горячему водоснабжению, водоотведению гражданами, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах на территории ленинградской области, при отсутствии приборов учета», представлены в таблице 1.22.

Таблица 1.22. Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению

N п/п	Степень благоустройства многоквартирного дома	Норматив потребления
		горячая вода, $\text{м}^3/\text{чел. в месяц}$
1	Многоквартирные дома с централизованным горячим водоснабжением, оборудованные:	
1.1	ваннами от 1650 до 1700 мм, умывальниками, душами, мойками	4,61
1.2	ваннами от 1500 до 1550 мм, умывальниками, душами, мойками	4,53
1.3	сидячими ваннами (1200 мм), душами, умывальниками, мойками	4,45
1.4	умывальниками, душами, мойками, без ванны	3,64
1.5	умывальниками, мойками, имеющими ванну без душа	1,76
1.6	умывальниками, мойками, без централизованной канализации	1,11
2	Многоквартирные дома, оборудованные быстродействующими газовыми водонагревателями с многоточечным водоразбором	
3	Многоквартирные дома, оборудованные ваннами, водопроводом, канализацией и водонагревателями на твердом топливе	-
4	Многоквартирные дома без ванн, с водопроводом, канализацией и газоснабжением	-
5	Многоквартирные дома без ванн, с водопроводом и канализацией	-
6	Многоквартирные дома с водопользованием из уличных водоразборных колонок	-
7	Общежития с общими душевыми	1,75
8	Общежития с душами при всех жилых комнатах	2,06

При расчетах нагрузки на отопление жилых зданий используются удельные расходы тепловой энергии, принимаемые в зависимости от характеристики зданий (год постройки, этажность и пр.) в диапазоне от 70,68 ккал/час до 147,24 ккал/час.

1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

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

1) *Установленная мощность источника тепловой энергии* — сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

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

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

В ходе проведения работ по сбору и анализу исходных данных для разработки Схемы теплоснабжения Дружногорского городского поселения были сформированы балансы установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии. Указанные балансы, с разделением по расчетным элементам территориального деления Дружногорского городского поселения, представлены в таблице 1.23.

Таблица 1.23. Балансы тепловой мощности по источникам тепловой энергии
Дружногорского городского поселения

Наименование показателя	Ед. измерения	пос. Дружная Горка	д. Лампово
		Котельная №21	Котельная №43
Установленная мощность	Гкал/час	17,320	4,300
Располагаемая мощность	Гкал/час	17,320	4,300
Собственные нужды	%	2,24%	1,99%
	Гкал/час	0,141	0,049
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	17,179	4,251
Потери в тепловых сетях	%	12%	10%
	Гкал/час	0,677	0,224
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	5,638	2,240
Резерв("+) / Дефицит("-")	Гкал/час	10,864	1,787
	%	63,24%	42,04%

1.6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии

Целью составления балансов установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки является определение резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.

Как видно из таблицы 1.23 в п. 1.6.1, все источники тепловой энергии на территории Дружногорского городского поселения имеют резерв тепловой мощности. Графически данная информация представлена на рисунке 1.15.

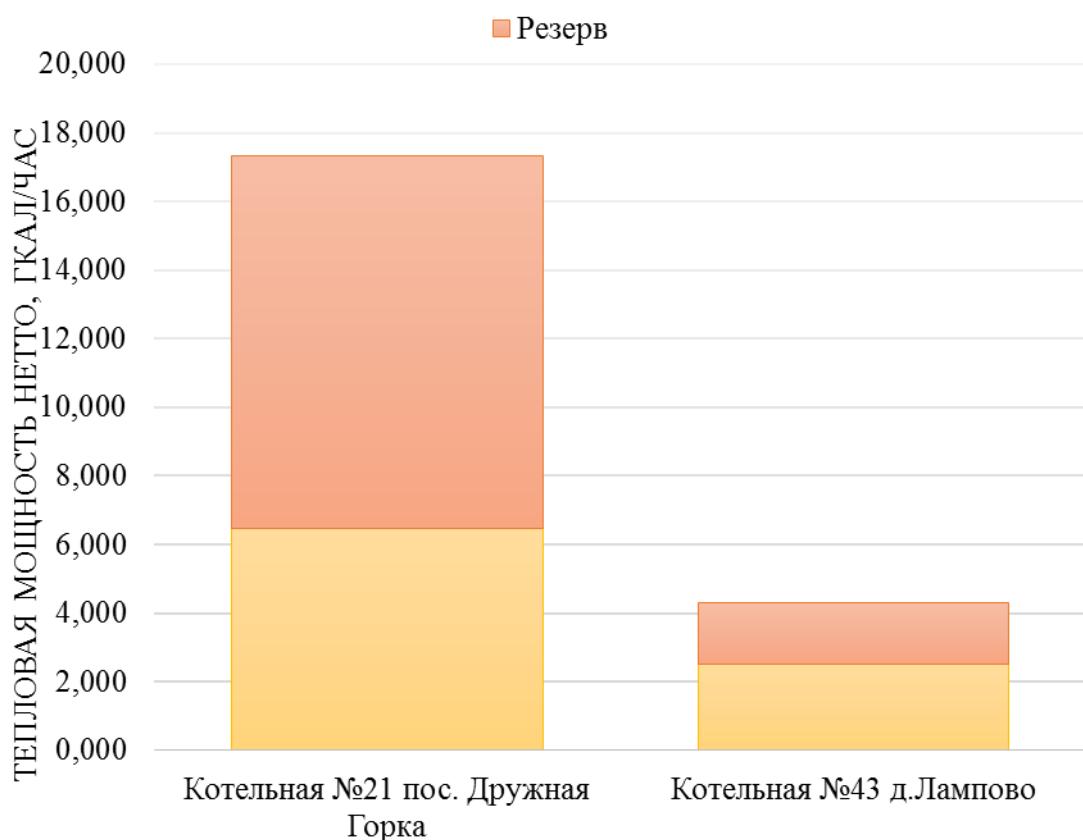


Рисунок 1.15. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто источников централизованного теплоснабжения на территории Дружногорского городского поселения

1.6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя

Гидравлические режимы источников тепловой энергии представлены в разделе 1.3.8.

1.7. Балансы теплоносителя

1.7.1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

1.7.1.1. Нормативный режим подпитки

Установка для подпитки системы теплоснабжения на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воды соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов.

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать технологические потери и затраты сетевой воды в тепловых сетях и затраты сетевой воды на горячее водоснабжение у конечных потребителей.

Среднегодовая утечка теплоносителя ($\text{м}^3/\text{ч}$) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Для компенсации этих расчетных технологических затрат сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования (свыше 0,25% от объема теплосети), которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов. Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды (G_M) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром (D_u) не должен превышать значений, приведенных в Таблице 3 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003». При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть ниже указанных расходов.

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , м³/ч) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{TC} + G_M,$$

где G_M – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой.

V_{TC} – объем воды в системах теплоснабжения, м³.

При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 м³ на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м³ на 1 МВт – при открытой системе и 30 м³ на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения.

1.7.1.2. *Аварийный режим подпитки*

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ и Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей (РД 34.20.801-2000, утв. Минэнерго РФ) в качестве аварии тепловой сети рассматривают лишь повреждение магистрального трубопровода, которое приводит к перерыву теплоснабжения на срок не менее 36 ч. Таким образом, к аварии приводит существенное повреждение магистрального трубопровода, при котором утечка теплоносителя является фактически не компенсируемой. При такой аварийной утечке требуется неотложное отключение поврежденного участка.

Нормируя аварийную подпитку, составители СНиП имели в виду инцидентную подпитку (в терминологии названных выше документов), которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов тепловой сети.

Согласно требованию СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем

горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйствственно-питьевого водоснабжения.

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей отсутствуют. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть приведены в таблице 1.24.

Таблица 1.24. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок

Показатель	Ед.изм.	Котельная №21 пос. Дружная Горка	Котельная №43 д. Лампово
Объем системы теплоснабжения	м ³	105,17	27,83
Водоразбор на нужды ГВС	м ³ /ч	3,67	1,77
Нормативная утечка	м ³ /ч	0,26	0,07
Предельный часовой расход на заполнение	м ³ /ч	35	15
Итого подпитка подготовленной водой	м ³ /ч	38,93	16,84
Аварийная подпитка	м ³ /ч	2,1	0,56

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

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

На территории Дружногорского городского поселения функционируют два источника тепловой энергии: котельная №21 пос. Дружная Горка, котельная №43 д. Лампово.

В качестве основного топлива на котельной №21 пос. Дружная Горка используется природный газ. Калорийность природного газа составляет 8025 ккал/кг.

Топливно-энергетические балансы котельной представлены в таблице 1.25.

Таблица 1.25. Топливно-энергетические балансы котельной №21 пос. Дружная Горка

Наименование показателя	Единицы измерений	2011	2012	2013
Выработано тепловой энергии	Гкал	20 888,1	17 995,3	18 081,7
Затрачено натурального топлива,	тыс.м ³	3 201,0	3266,0	3453,6

В качестве основного топлива на котельной №43 д. Лампово используется природный газ. Калорийность природного газа составляет 8025 ккал/кг.

Топливно-энергетические балансы котельной представлены в таблице 1.26.

Таблица 1.26. Топливно-энергетические балансы котельной №43 д. Лампово.

Наименование показателя	Единицы измерений	2011	2012	2013
Выработано тепловой энергии	Гкал	7 896,8	7 778,9	7 702,4
Затрачено натурального топлива,	тыс.м ³	963,0	1 010,3	991,6

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

Аварийное и резервное топливо на котельных на территории Дружногорского городского поселения не предусмотрено.

1.9. Надёжность теплоснабжения

1.9.1. Методика и показатели надёжности

Настоящая методика по анализу показателей, используемых для оценки надёжности систем теплоснабжения, разработана в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, №34, ст. 4734).

Для оценки надёжности системы теплоснабжения используются следующие показатели установленные в соответствии с пунктом 123 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утверждённым постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808:

- показатель надёжности электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надёжности водоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надёжности топливоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатель технического состояния тепловых сетей, характеризуемый наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов;
- показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения;
- показатель относительного аварийного недоотпуска тепла;

1.9.2. Анализ и оценка надёжности системы теплоснабжения

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

1.9.3. Показатели надёжности системы теплоснабжения

Оценка надёжности системы теплоснабжения рассматриваемых котельных производится по следующим показателям:

а) показатель надёжности электроснабжения источников тепловой энергии (K_3) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

$K_3=1,0$ – при наличии резервного электроснабжения;

$K_3=0,6$ – при отсутствии резервного электроснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_3^{\text{общ}} = \frac{Q_i * K_3^{\text{ист.}i} + \dots + Q_n * K_3^{\text{ист.}n}}{Q_i + Q_n}, \quad (1)$$

где $K_3^{\text{ист.}i}$, $K_3^{\text{ист.}n}$ – значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

$$Q_i = \frac{Q_{\text{факт}}}{t_u}, \quad (2)$$

где Q_i , Q_n – средние фактические тепловые нагрузки за предшествующие 12 месяцев по каждому i -му источнику тепловой энергии;

t_u – количество часов отопительного периода за предшествующие 12 месяцев.

n – количество источников тепловой энергии.

б) показатель надёжности водоснабжения источников тепловой энергии (K_6) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

$K_6 = 1,0$ – при наличии резервного водоснабжения;

$K_6 = 0,6$ – при отсутствии резервного водоснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_6^{\text{общ}} = \frac{Q_i * K_6^{\text{ист.}i} + \dots + Q_n * K_6^{\text{ист.}n}}{Q_i + Q_n}, \quad (3)$$

где $K_6^{\text{ист.}i}$, $K_6^{\text{ист.}n}$ – значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

в) показатель надёжности топливоснабжения источников тепловой энергии (K_m) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

$K_m = 1,0$ – при наличии резервного топливоснабжения;

$K_m = 0,5$ – при отсутствии резервного топливоснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_m^{\text{общ}} = \frac{Q_i * K_m^{\text{уст.}i} + \dots + Q_n * K_m^{\text{уст.}n}}{Q_i + Q_n}, \quad (4)$$

где $K_m^{\text{уст.}i}$, $K_m^{\text{уст.}n}$ – значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

г) показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчётым тепловым нагрузкам потребителей (K_δ) характеризуется долей (%) тепловой нагрузки, не обеспеченной мощностью источников тепловой энергии и/или пропускной способностью тепловых сетей:

$K_\delta = 1,0$ – полная обеспеченность;

$K_\delta = 0,8$ – не обеспечена в размере 10% и менее;

$K_\delta = 0,5$ – не обеспечена в размере более 10%.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_\delta^{\text{общ}} = \frac{Q_i * K_\delta^{\text{уст.}i} + \dots + Q_n * K_\delta^{\text{уст.}n}}{Q_i + Q_n}, \quad (5)$$

где $K_\delta^{\text{уст.}i}$, $K_\delta^{\text{уст.}n}$ – значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

д) показатель технического состояния тепловых сетей (K_c), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене трубопроводов, определяется по формуле:

$$K_c = \frac{S_c^{\text{экспл}} - S_c^{\text{ветх}}}{S_c^{\text{экспл}}}, \quad (6)$$

где $S_c^{\text{экспл}}$ – протяжённость тепловых сетей, находящихся в эксплуатации;

$S_c^{\text{ветх}}$ – протяжённость ветхих тепловых сетей, находящихся в эксплуатации.

ж) показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{\text{отк.}mc}$), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с

ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением:

$$I_{omk.mc} = \frac{n_{omk}}{S} [1/(км*год)], \quad (7)$$

где

n_{omk} – количество отказов за предыдущий год;

S – протяжённость тепловой сети (в двухтрубном исчислении) данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{omk.mc}$) определяется показатель надёжности тепловых сетей ($K_{omk.mc}$):

до 0,2 включительно - $K_{omk.mc} = 1,0$;

от 0,2 до 0,6 включительно - $K_{omk.mc} = 0,8$;

от 0,6 до 1,2 включительно - $K_{omk.mc} = 0,6$;

свыше 1,2 - $K_{omk.mc} = 0,5$.

е) показатель относительного аварийного недоотпуска тепла (K_{ned}) в результате внеплановых отключений теплопотребляющих установок потребителей определяется по формуле:

$$Q_{ned} = \frac{Q_{omkl} * 100}{Q_{факт}} [\%], \quad (8)$$

где

Q_{omkl} – недоотпуск тепла;

$Q_{факт}$ – фактический отпуск тепла системой теплоснабжения.

В зависимости от величины относительного недоотпуска тепла (Q_{ned}) определяется показатель надёжности (K_{ned}):

до 0,1% включительно - $K_{ned} = 1,0$;

от 0,1% до 0,3% включительно - $K_{ned} = 0,8$;

от 0,3% до 0,5% включительно - $K_{ned} = 0,6$;

от 0,5% до 1,0% включительно - $K_{ned} = 0,5$;

свыше 1,0% - $K_{ned} = 0,2$

1.9.4. Оценка надёжности систем теплоснабжения:

а) оценка надёжности источников тепловой энергии.

В зависимости от полученных показателей надёжности K_3 , K_e , K_m и источники тепловой энергии могут быть оценены как:

надёжные - при $K_3=K_e=K_m=1$;

малонадёжные - при значении меньше 1 одного из показателей K_3 , K_e , K_m .

ненадёжные - при значении меньше 1 у 2-х и более показателей K_3 , K_e , K_m .

б) оценка надёжности тепловых сетей.

В зависимости от полученных показателей надёжности тепловые сети могут быть оценены как:

высоконадёжные - более 0,9;

надёжные - 0,75 - 0,9;

малонадёжные - 0,5 – 0,74;

ненадёжные - менее 0,5.

в) оценка надёжности систем теплоснабжения в целом.

Общая оценка надёжности системы теплоснабжения определяется исходя из оценок надёжности источников тепловой энергии и тепловых сетей:

$$K_{\text{над}} = \frac{K_3 + K_e + K_m + K_\delta + K_c + K_{\text{отк.mc}} + K_{\text{нед}}}{7} \quad (9)$$

1.9.5. Расчёт показателей надёжности системы теплоснабжения поселения

Результаты расчёта показателей надёжности систем теплоснабжения представлены в таблице 1.27.

Таблица 1.27. Показатели надёжности системы теплоснабжения

Наименование показателя	Обозначение	Котельная №21 пос.Дружная Горка	Котельная №43 д.Лампово
Показатель надежности электроснабжения котельной	K_e	0,6	0,6
Показатель надежности водоснабжения котельной	K_v	0,6	0,6
Показатель надежности топливоснабжения котельной	K_m	0,5	0,5
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётым тепловым нагрузкам	K_{δ}	1	1
Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	0	0
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк. mc}$	0,5	0,5
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	K_{ned}	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{нао}$	0,6	0,6

Общий показатель надежности для всех котельных ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» лежит в интервале от 0,5 до 0,74. Таким образом, все системы теплоснабжения можно отнести к малонадежным.

1.10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В границах Дружногорского городского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляется открытое акционерное общество «Коммунальные системы Гатчинского района». Технико-экономические показатели ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» за 2013 год представлены в таблице 1.28.

Таблица 1.28. Технико-экономические показатели ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» за 2013г.

Показатели	Ед. изм.	Теплоснабжение
		Факт 2013г.
Натуральные показатели		
Всего отпущено услуг	тыс.Гкал	366 229,76
в т.ч.для реализации:	тыс.Гкал	364 452,19
населению	тыс.Гкал	295 358,29
бюджетным организациям	тыс.Гкал	42 443,96
прочим потребителям	тыс.Гкал	26 649,94
внутренний оборот	тыс.Гкал	1 777,57
Доходы - всего: (с инвестициями по теплоэнергии)	т.р.	839 387,08
Произв. себестоимость-всего в т.ч.	т.р.	705 640,03
з/плата производ.рабочих	т.р.	45 601,86
начисления на з/плату	т.р.	13 483,78
материалы	т.р.	6 839,70
топливо для котельных в т.ч.	т.р.	317 174,75
стоимость покупной услуги	т.р.	
электроэнергия	т.р.	74 691,45
ремонтные работы	т.р.	46 458,53
амortизация, аренда	т.р.	9 513,53
прочие прямые затраты	т.р.	107 955,47
водопотребление	т.р.	28 090,24
водоотведение	т.р.	7 067,90
цеховые расходы в т. ч.	т.р.	48 762,83
Внутренний оборот	т.р.	2 954,97
Затраты на тов.прод. по произ. себест-ти	т.р.	702 685,06
Общехозяйственные расходы в т.ч.	т.р.	58 741,39
Производственная себ-ть тов.прод.	т.р.	761 426,45

Показатели	Ед. изм.	Теплоснабжение
		Факт 2013г.
з/плата всего по предприятию		45 601,86
начисления на з/плату по предприятию		13 483,78
Прибыль(+), убыток(-)	т.р.	77 960,63
Прочие доходы	т.р.	
Прочие расходы	т.р.	69 193,73
Финансовый результат (чистая прибыль/убыток) (с учетом инвестнадбавки)	т.р.	8 766,91
в т.ч. фин-е вып. дох-в от прим. тарифов (справочно) за 2012 год	т.р.	192 639,40
инвестнадбавка (справочно)	т.р.	30 665,01
Стоимость единицы услуги в т. ч.	руб.	2 254,54
населению (без финансирования из бюджета)	руб.	1 718,51
бюджетным организациям	руб.	2 226,78
прочим потребителям	руб.	2 229,71
Себестоимость единицы услуги	руб.	2 089,24

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

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

В границах Дружногорского городского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет открытое акционерное общество «Коммунальные системы Гатчинского района».

Сведения об утвержденных тарифах, устанавливаемых Комитетом по тарифам и ценовой политике Ленинградской области (ЛенРТК) на тепловую энергию (мощность), поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» населению, представлены в таблице 1.29.

Таблица 1.29. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» населению

Период действия тарифа	Тариф, руб./Гкал (с НДС)	Наименование органа, принявшего решение, реквизиты решения
01.01.2012 -30.06.2012	1922,47	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказ №158-п от 25.11.2011г.
01.07.2012-31.08.2012	2037,81	
01.09.2012-31.12.2012	2103,48	

Период действия тарифа	Тариф, руб./Гкал (с НДС)	Наименование органа, принявшего решение, реквизиты решения
01.01.2013-30.06.2013	1810,71	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказ №141-п от 12.11.2012г.
01.07.2013-31.12.2013	2026,53	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказы: №141-п от 12.11.2012г.; №70-п от 25.03.2013г.
01.01.2014-30.06.2014	2026,53	Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. Приказ №203-п от 13.12.2013 (ред. от 24.12.2013 N 240-п, от 22.01.2014 N 8-п, от 11.03.2014 N 33-п, от 30.05.2014 N 69-п)
01.07.2014-31.12.2014	2111,64	

Рост тарифа на тепловую энергию для населения за период с 01.01.2012 по 31.12.2014 года составляет 9,8%. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» населению, графически представлена на рисунке 1.22.

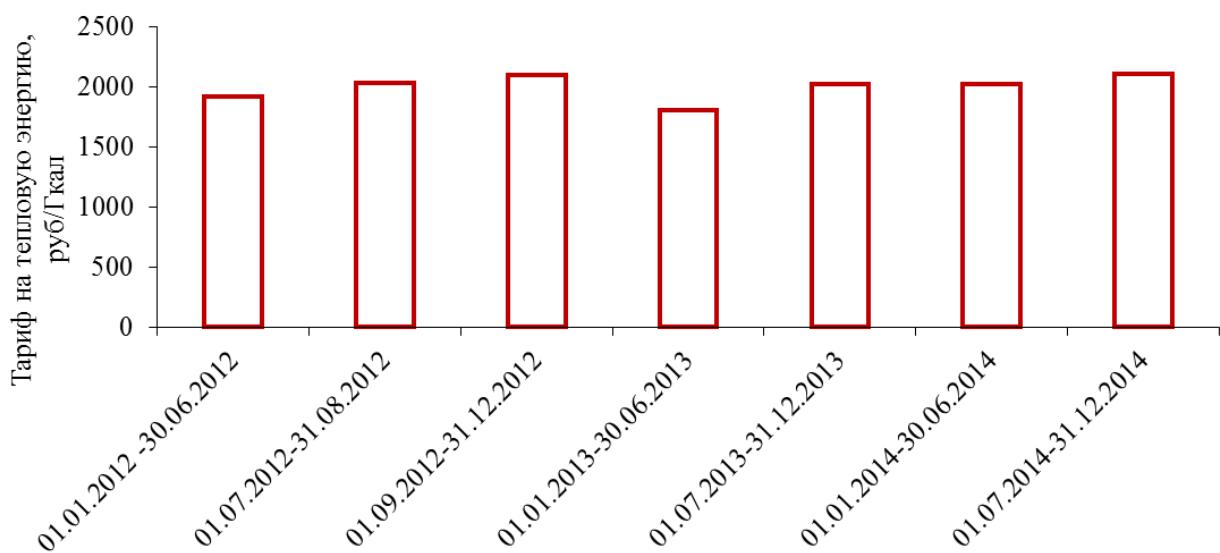


Рисунок 1.16. Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» населению

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

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность,

объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- на топливо;
- на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- на сырье и материалы;
- на ремонт основных средств;
- на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- прочие расходы.

Структура тарифа ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» на 2014 год представлена в таблице 1.30.

Таблица 1.30. Структура тарифа ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» на 2014 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение показателя
1	Основные натуральные показатели		
1.1	Выработка теплоэнергии	Гкал	515 319,50
1.2	Теплоэнергия на собственные нужды котельной:		
1.2.1	Теплоэнергия на собственные нужды котельной	Гкал	15 894,00
1.2.2	Теплоэнергия на собственные нужды котельной, %	%	3,08
1.3	Отпуск с коллекторов	Гкал	499 425,50
1.4	Покупка теплоэнергии	Гкал	-
1.5	Подано теплоэнергии в сеть	Гкал	499 425,50
1.6	Потери теплоэнергии в сетях		
1.6.1	Потери теплоэнергии в сетях, объем	Гкал	118 793,00
1.6.2	Потери теплоэнергии в сетях, %	%	23,79
1.7	Отпущено теплоэнергии всем потребителям	Гкал	380 632,50
1.7.1	в том числе доля товарной теплоэнергии	%	99,47
1.7.2	отпущено тепловой энергии собственным производствам	Гкал	2 007,30
1.7.3	население	Гкал	307 486,60
1.7.3.1	в т.ч. ГВС	Гкал	76 751,30
1.7.3.2	в т.ч. отопление	Гкал	230 735,30
1.7.4	бюджетным	Гкал	42 432,60
1.7.4.1	в т.ч. ГВС	Гкал	3 515,30
1.7.4.2	в т.ч. отопление	Гкал	38 917,30

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение показателя
1.7.5	иным потребителям	Гкал	28 706,00
1.7.5.1	в т.ч. ГВС	Гкал	3 254,80
1.7.5.2	в т.ч. отопление	Гкал	25 451,20
1.7.6	Всего товарной теплоэнергии	Гкал	378 625,20
1.7.6.1	в т.ч. отопление	Гкал	295 103,80
1.7.6.2	в т.ч. ГВС откр.	Гкал	83 521,40
1.7.6.3	в т.ч. ГВС закр.	Гкал	-
2	Расходы на производство тепловой энергии		
2.1	Материалы (химводоподготовка)	тыс. руб.	8 437,55
2.2	Топливо	тыс. руб.	352 983,82
2.3	Электроэнергия	тыс. руб.	28 723,82
2.4	Вода и стоки	тыс. руб.	21 691,25
2.5	Амортизация оборудования	тыс. руб.	5 755,30
2.6	Аренда оборудования	тыс. руб.	10 668,36
2.7	Зарплата производственных рабочих	тыс. руб.	91 852,76
2.8	Страховые взносы (ECH)	тыс. руб.	27 739,53
2.9	Прочие прямые расходы	тыс. руб.	178 367,39
2.10	Ремонтные работы	тыс. руб.	10 245,16
2.11	Цеховые расходы	тыс. руб.	24 582,58
2.12	Покупная теплоэнергия итого по всем поставщикам	тыс. руб.	-
2.13	ИТОГО сумма по разделу 2	тыс. руб.	761 047,53
2.14	Удельная себестоимость производства теплоэнергии	руб/Гкал	1 999,43
3	Расходы на производство товарной теплоэнергии		
3.1	Затраты на производство товарной теплоэнергии	тыс. руб.	757 034,08
3.2	Общехозяйственные расходы, относимые на производство товарной теплоэнергии	тыс. руб.	52 231,61
3.3	ИТОГО затрат на производство товарной теплоэнергии	тыс. руб.	809 265,69
3.4	Удельная себестоимость производства товарной теплоэнергии	руб./Гкал	2 137,38
4	Расходы на транспортировку тепловой энергии		
4.1	Материалы (химводоподготовка)	тыс. руб.	-
4.2	Вода и стоки	тыс. руб.	24 365,48
4.3	Электроэнергия	тыс. руб.	54 396,42
4.4	Амортизация оборудования	тыс. руб.	1 000,00
4.5	Аренда оборудования	тыс. руб.	-
4.6	Зарплата производственных рабочих	тыс. руб.	13 725,13
4.7	Страховые взносы (ECH)	тыс. руб.	4 144,99
4.8	Прочие прямые расходы	тыс. руб.	70 726,80
4.9	Ремонтные работы	тыс. руб.	33 566,73
4.10	Цеховые расходы	тыс. руб.	3 673,26
4.11	ИТОГО сумма по разделу 4	тыс. руб.	205 598,80
4.12	Удельная себестоимость распределения теплоэнергии	руб/Гкал	540,15
5	Расходы на транспортировку товарной тепловой энергии		
5.1	Затраты по распределению товарной тепловой энергии	тыс. руб.	204 514,55
5.2	Общехозяйственные расходы, относимые на распределение товарной тепловой энергии	тыс. руб.	7 804,72

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение показателя
5.3	ИТОГО затрат по распределению товарной тепловой энергии	тыс. руб.	212 319,28
5.4	Удельная себестоимость распределения товарной тепловой энергии	руб/Гкал	560,76
6	ИТОГО затрат на товарную теплоэнергию	тыс. руб.	1 021 584,96
6.1	Удельная себестоимость товарной теплоэнергии	руб/Гкал	2 698,14
7	Тариф	руб./Гкал	2 738,62
7.1	Средняя рентабельность	%	1,50

1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности

Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности отсутствуют.

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

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

1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа

Основной проблемой систем теплоснабжения на территории Дружногорского городского поселения является высокий физический износ тепловых сетей и основного оборудования котельной №21 и, как следствие, их высокая аварийность. Все сетей были проложены до 1989 года, то есть срок эксплуатации тепловых сетей превышает 25 лет. Котельная №21 пос. Дружная Горка эксплуатируется с 1963 года, срок эксплуатации составляет 52 года.

Основной проблемой развития систем теплоснабжения является недостаток финансирования работ по реконструкции систем теплоснабжения.

2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Централизованное теплоснабжение на территории Дружногорского городского поселения присутствует только в пос. Дружная Горка и д. Лампово.

На территории пос. Дружная Горка централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №21. На территории д. Лампово централизованное теплоснабжение осуществляется от котельной №43.

Тепловые нагрузки потребителей централизованного теплоснабжения от каждого источника тепловой энергии представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Тепловые нагрузки потребителей систем централизованного теплоснабжения

Наименование показателя	Ед. изм.	Наименование планировочного района, источника		Итого Дружногорское ГП
		пос. Дружная Горка	д.Лампово	
		Котельная №21	Котельная №43	
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:				
жилые здания	Гкал/ч	5,946	2,376	8,322
отопление	Гкал/ч	4,758	2,156	6,914
ГВС (макс.)	Гкал/ч	4,346	1,955	6,301
общественные здания	Гкал/ч	0,412	0,201	0,612
отопление	Гкал/ч	1,063	0,176	1,239
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,948	0,143	1,091
прочие	Гкал/ч	0,116	0,032	0,148
отопление	Гкал/ч	0,125	0,044	0,169
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,000	0,001	0,001
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	5,946	2,376	8,322
отопление	Гкал/ч	5,418	2,142	7,560
ГВС (макс.)	Гкал/ч	0,528	0,234	0,762

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

Прогнозы изменения площадей строительных фондов на территории Дружногорского городского поселения сформированы на основании данных, полученных от администрации Дружногорского городского поселения.

Увеличение площадей строительных фондов за счет нового строительства приведено в таблице 2.2.

Итоговое изменение площадей строительных фондов (нарастающим итогом) на территории Дружногорского городского поселения представлено в таблице 2.3.

Как видно из таблицы, на конец расчетного срока на 2030 г. на территории Дружногорского городского поселения планируется прирост площади строительных фондов в размере 20,6 тыс. м².

Таблица 2.2. Увеличение площадей строительных фондов за счет нового строительства на территории Дружногорского городского поселения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
		год	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Дружногорское городское поселение	тыс. м ²	-	-	-	-	-	6,60	10,00	4,00
Жилые	тыс. м ²	-	-	-	-	-	6,60	10,00	4,00
Общественные	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная №21 пос.Дружная Горка	тыс. м ²	-	-	-	-	-	6,60	5,50	4,00
Жилые	тыс. м ²	-	-	-	-	-	6,60	5,50	4,00
Общественные	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная №43 д. Лампово	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	4,50	-
Жилые	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	4,50	-
Общественные	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 2.3. Изменение площадей строительных фондов на территории Дружногорского городского поселения (нарастающим итогом)

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
		год	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Дружногорское городское поселение	тыс. м ²	-	-	-	-	-	6,60	16,60	20,60
Жилые	тыс. м ²	-	-	-	-	-	6,60	16,60	20,60
Общественные	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная №21 пос.Дружная Горка	тыс. м ²	-	-	-	-	-	6,60	16,60	20,60
Жилые	тыс. м ²	-	-	-	-	-	6,60	16,60	20,60
Общественные	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная №43 д. Лампово	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	4,50	4,50
Жилые	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	4,50	4,50
Общественные	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-	-

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

Требования к энергетической эффективности и к теплопотреблению зданий, проектируемых и планируемых к строительству, определены нормативными документами:

- СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003;
- СП 23-101-2004 Проектирование тепловой защиты зданий.

На стадии проектирования здания определяется расчетное значение удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания, $q_{\text{от}}$, $\text{Bt}/(\text{m}^3 \cdot ^\circ\text{C})$. Расчетное значение должно быть меньше или равно нормируемому значению q_0 , $\text{Bt}/(\text{m}^3 \cdot ^\circ\text{C})$.

Нормативные значения удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию различных типов жилых и общественных зданий приводятся в СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003», утвержденном приказом Министерства регионального развития РФ от 30.06.2012 г. № 265.

Постановлением Правительства РФ от 25.01.2011 г. № 18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов» было запланировано поэтапное снижение удельных норм расхода тепловой энергии проектируемыми зданиями к 2020 году на 40%, а именно: в 2011 – 2015 гг. – на 15% от базового уровня, в 2016 – 2020 гг. – на 30% от базового уровня, и с 2020 г – на 40% от базового уровня.

Однако, требование Постановления № 18 не было включено в актуализированную редакцию СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003», а также не была принята

поправка № 1, касающаяся поэтапного снижения удельных норм расхода тепловой энергии, разработанная Федеральным агентством по строительству и ЖКХ.

Удельные характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4. Удельные характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию различных типов жилых и общественных зданий

Тип здания	Ед.измерения	Этажность здания							
		1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	ккал/час·м ³	17,997	16,375	14,714	14,199	13,290	12,617	11,905	11,470
Общественные, кроме перечисленных ниже	ккал/час·м ³	19,262	17,403	16,494	14,674	14,199	13,527	12,815	12,301
Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	ккал/час·м ³	15,584	15,109	14,674	14,199	13,764	13,290	12,815	12,301
Дошкольные учреждения, хосписы	ккал/час·м ³	20,607	20,607	20,607	-	-	-	-	-
Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	ккал/час·м ³	10,521	10,086	9,611	9,176	9,176	-	-	-
Административного назначения, офисы	ккал/час·м ³	16,494	15,584	15,109	12,380	10,996	10,086	9,176	9,176

Потребность в тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения определяется в соответствии с СП 30.13330.2012 «Внутренний водопровод и канализация», исходя из нормативного расхода горячей воды в сутки одним жителем (работником, посетителем и т.д.) и периода потребления (ч/сут) для каждой категории потребителей.

Удельные характеристики расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение жилых зданий и общественных зданий представлены в таблицах 2.5 – 2.6.

Таблица 2.5. Удельные характеристики расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение жилых зданий

Жилые здания	Расход горячей воды одним жителем, л/сут	Среднечасовой расход тепловой энергии на 1 жителя	Размерность
С водопроводом и канализацией, без ванн	40	100,00	ккал/ч
То же, с газоснабжением	48	120,00	ккал/ч
С водопроводом, канализацией и ваннами с водонагревателями, работающими на твердом топливе	60	150,00	ккал/ч
То же, с газовыми водонагревателями	85	212,50	ккал/ч
С централизованным горячим водоснабжением и с сидячими ваннами	95	237,50	ккал/ч
То же, с ваннами длиной более 1500 - 1700 мм	100	250,00	ккал/ч

Таблица 2.6. Удельные характеристики расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение общественных зданий

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу	Размерность
1. Общежития			
с общими душевыми	1 житель	125,00	ккал/ч
с душами при всех жилых комнатах	1 житель	200,00	ккал/ч
2. Гостиницы, пансионаты и мотели			
с общими ванными и душами	1 житель	175,00	ккал/ч
с душами во всех номерах	1 житель	350,00	ккал/ч
с ваннами во всех номерах	1 житель	450,00	ккал/ч
3. Больницы			
с общими ванными и душами	1 житель	187,50	ккал/ч
с санитарными узлами,	1 житель	225,00	ккал/ч

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу	Размерность
приближенными к палатам			
инфекционные	1 житель	275,00	ккал/ч
4. Санатории и дома отдыха			
с общими душевыми	1 житель	162,50	ккал/ч
с душами при всех жилых комнатах	1 житель	187,50	ккал/ч
с ваннами при всех жилых комнатах	1 житель	250,00	ккал/ч
5. Физкультурно-оздоровительные учреждения			
со столовыми на полуфабрикатах, без стирки белья	1 место	75,00	ккал/ч
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	1 место	250,00	ккал/ч
6. Дошкольные образовательные учреждения и школы-интернаты			
с дневным пребыванием детей			
со столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	120,00	ккал/ч
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	1 ребенок	180,00	ккал/ч
с круглосуточным пребыванием детей:			
со столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	75,00	ккал/ч
со столовыми, работающими на сырье, и прачечными	1 ребенок	100,00	ккал/ч
7. Учебные заведения с душевыми при гимнастических залах и столовыми, работающими на полуфабрикатах	1 учащийся или 1 преподаватель	60,00	ккал/ч
8. Административные здания	1 работающий	60,00	ккал/ч
9. Предприятия общественного питания с приготовлением пищи, реализуемой в обеденном зале	1 блюдо	0,07	ккал
10. Магазины			
продовольственные (без холодильных установок)	1 работник в смену	90,00	ккал/ч
промтоварные	1 работник в смену	60,00	ккал/ч
11. Поликлиники и амбулатории	1 пациент	24,00	ккал/ч
	1 работающий в смену	72,00	ккал/ч
12. Аптеки			
торговый зал и подсобные помещения	1 работающий	60,00	ккал/ч
лаборатория приготовления лекарств	1 работающий	275,00	ккал/ч
13. Парикимахерские	1 рабочее место в смену	165,00	ккал/ч
14. Кинотеатры, театры, клубы и досугово-развлекательные учреждения			
для зрителей	1 человек	45,00	ккал/ч
для артистов	1 человек	187,50	ккал/ч
15. Стадионы и спортзалы			
для зрителей	1 человек	15,00	ккал/ч
для физкультурников с учетом приема душа	1 человек	163,64	ккал/ч
для спортсменов с учетом приема душа	1 человек	327,27	ккал/ч
16. Плавательные бассейны			
для зрителей	1 место	10,00	ккал/ч

Водопотребители	Единица измерения	Среднечасовая нагрузка ГВС в расчете на 1 единицу	Размерность
для спортсменов (физкультурников) с учетом приема душа	1 человек	450,00	ккал/ч
17. Бани			
для мытья в мыльной и ополаскивания в душе	1 посетитель	2400,00	ккал/ч
то же, с приемом оздоровительных процедур	1 посетитель	3800,00	ккал/ч
душевая кабина	1 посетитель	4800,00	ккал/ч
ванная кабина	1 посетитель	7200,00	ккал/ч
18. Прачечные			
немеханизированные	1 кг сухого белья	0,25	ккал
механизированные	1 кг сухого белья	0,42	ккал
19. Производственные цехи			
обычные	1 человек в смену	82,50	ккал/ч
с тепловыделениями свыше 84 кДж на 1 м/ч	1 человек в смену	240,00	ккал/ч
20. Душевые в бытовых помещениях промышленных предприятий	1 душевая	2025,00	ккал/ч

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

На расчетный срок до 2030 года строительство производственных предприятий с использованием тепловой энергии от централизованных источников теплоснабжения не планируется.

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

Перспективные тепловые нагрузки рассчитаны на основании прироста площадей строительных фондов за счет нового строительства на территории Дружногорского городского поселения.

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» при разработке схем теплоснабжения расчетные тепловые нагрузки для намечаемых к застройке жилых районов определяются по укрупненным показателям плотности размещения тепловых нагрузок. На основании Региональных нормативов градостроительного проектирования, применяемых на территории Санкт-Петербурга, а также

статистических данных, полученных в результате анализа показателей домовых приборов учета в Санкт-Петербурге и Ленинградской области, для оценки перспективных нагрузок принята среднечасовая укрупненная норма удельного расхода тепла в размере 75 ккал/кв.м общей площади зданий в час.

Приросты нагрузок отопления, вентиляции и горячего водоснабжения с разделением по зонам действия источников централизованного теплоснабжения на территории Дружногорского городского поселения представлены в таблицах 2.7 – 2.9. Приросты объемов потребления тепловой энергии в таблицах 2.10 – 2.12.

Таблица 2.7. Приrostы перспективных нагрузок отопления систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)								
		год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Дружногорское городское поселение	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,440	0,667	0,267	
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,440	0,667	0,267	
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная №21 пос.Дружная Горка	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,440	0,367	0,267	
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,440	0,367	0,267	
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная №43 д. Лампово	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,300	0,000	
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,300	0,000	
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

Таблица 2.8. Приrostы перспективных нагрузок горячего водоснабжения систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
		год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024
Дружногорское городское поселение	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,055	0,038	0,033
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,055	0,038	0,033
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная №21 пос.Дружная Горка	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,055	0,000	0,033
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,055	0,000	0,033
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная №43 д. Лампово	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,038	0,000
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,038	0,000
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Таблица 2.9. Приросты перспективных нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)								
		год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Дружногорское городское поселение	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,495	0,704	0,300	
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,495	0,704	0,300	
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная №21 пос.Дружная Горка	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,495	0,367	0,300	
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,495	0,367	0,300	
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельная №43 д. Лампово	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,338	0,000	
Жилые	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,338	0,000	
Общественные	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прочие	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Таблица 2.10. Приросты объемов потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
		год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024
Дружногорское городское поселение	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1045,44	1583,60	633,60
Жилые	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1045,44	1583,60	633,60
Общественные	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №21 пос.Дружная Горка	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1045,44	870,80	633,60
Жилые	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1045,44	870,80	633,60
Общественные	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №43 д. Лампово	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	712,80	0,00
Жилые	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	712,80	0,00
Общественные	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 2.11. Приросты объемов потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение систем централизованного теплоснабжения

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
		год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024
Дружногорское городское поселение	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	168,16	114,65	101,92
Жилые	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	168,16	114,65	101,92
Общественные	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №21 пос.Дружная Горка	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	168,16	0,00	101,92
Жилые	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	168,16	0,00	101,92
Общественные	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №43 д. Лампово	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,65	0,00
Жилые	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,65	0,00
Общественные	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 2.12. Приросты объемов потребления тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

Наименование	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)								
		год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Дружногорское городское поселение	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1213,60	1698,26	735,52	
Жилые	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1213,60	1698,26	735,52	
Общественные	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №21 пос.Дружная Горка	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1213,60	870,80	735,52	
Жилые	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1213,60	870,80	735,52	
Общественные	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная №43 д. Лампово	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	827,45	0,00	
Жилые	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	827,45	0,00	
Общественные	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Прочие	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Таким образом, на конец расчетного срока к 2030 году, в целом по Дружногорскому городскому поселению прирост тепловой нагрузки, подключенной к источникам централизованного теплоснабжения, составит 1,499 Гкал/ч, а объем потребления тепловой энергии увеличится на 3647,37 Гкал/год.

Перспективные нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и перспективные объемы потребления тепловой энергии с разделением по зонам действия источников централизованного теплоснабжения представлены в таблицах 2.13 и 2.14 соответственно.

Для проведения дальнейших гидравлических расчетов трубопроводов выполнен расчет объемов теплоносителя исходя из перспективных тепловых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение и температурных графиков сетевой воды. Результаты расчетов приведены в таблице 2.15.

Таблица 2.13. Перспективные тепловые нагрузки потребителей

Наименование источника	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Котельная №21 пос. Дружная Горка	Гкал/ч	5,946	5,946	5,946	5,946	5,946	6,441	6,808	7,108
Отопление	Гкал/ч	5,418	5,418	5,418	5,418	5,418	5,858	6,225	6,491
Горячее водоснабжения	Гкал/ч	0,528	0,528	0,528	0,528	0,528	0,583	0,583	0,616
Котельная №43 с. Лампово	Гкал/ч	2,376	2,376	2,376	2,376	2,376	2,376	2,714	2,714
Отопление	Гкал/ч	2,142	2,142	2,142	2,142	2,142	2,142	2,442	2,442
Горячее водоснабжения	Гкал/ч	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234	0,272	0,272

Таблица 2.14. Перспективные объемы потребления тепловой энергии

Наименование источника	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Котельная №21 пос. Дружная Горка	Гкал	15790,70	15790,70	16000,87	16000,87	16000,87	17214,47	18085,27	18820,79
Котельная №43 с. Лампово	Гкал	6865,50	6865,50	7044,66	7044,66	7044,66	7044,66	7872,11	7872,11

Таблица 2.15. Перспективные объемы теплоносителя

Наименование источника	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Котельная №21 пос. Дружная Горка	т/ч	226,32	226,32	226,32	226,32	226,32	244,92	259,58	270,85
Отопление	т/ч	216,72	216,72	216,72	216,72	216,72	234,32	248,98	259,65
Горячее водоснабжения	т/ч	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	10,60	10,60	11,21
Котельная №43 с. Лампово	т/ч	89,58	89,58	89,58	89,58	89,58	89,58	118,56	118,56
Отопление	т/ч	85,68	85,68	85,68	85,68	85,68	85,68	97,68	97,68
Горячее водоснабжения	т/ч	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	20,88	20,88

2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах

Приrostы объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя в производственных зонах (собственных потребителей предприятий) покрываются за счет существующих резервов тепловой мощности собственных источников тепловой энергии предприятий. Изменение производственных зон, а также их перепрофилирование на расчетный период до 2030 года не предусматривается.

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

Согласно Федеральному закону от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ (в ред. от 14 октября 2014 года) «О теплоснабжении», наряду со льготами, установленными федеральными законами в отношении физических лиц, льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель устанавливаются при наличии соответствующего закона субъекта Российской Федерации. Законом субъекта Российской Федерации устанавливаются лица, имеющие право на льготы, основания для предоставления льгот и порядок компенсации выпадающих доходов теплоснабжающих организаций.

Перечень потребителей или категорий потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, имеющих право на льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель (за исключением физических лиц), подлежит опубликованию в порядке, установленном правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Льготные тарифы могут быть установлены для социально значимых потребителей тепловой энергии (или для отдельных объектов таких потребителей), к которым, согласно перечню Постановления Правительства РФ № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации", относятся:

- органы государственной власти;

- медицинские учреждения;
 - учебные заведения начального и среднего образования;
 - учреждения социального обеспечения;
 - метрополитен;
 - воинские части Министерства обороны Российской Федерации, МВД Российской Федерации, Федеральной службы безопасности, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, Федеральной службы охраны Российской Федерации;
- исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы;
- федеральные ядерные центры и объекты, работающие с ядерным топливом и материалами;
- объекты по производству взрывчатых веществ и боеприпасов, выполняющие государственный оборонный заказ, с непрерывным технологическим процессом, требующим поставок тепловой энергии;
- животноводческие и птицеводческие хозяйства, теплицы;
- объекты вентиляции, водоотлива и основные подъемные устройства угольных и горнорудных организаций;
- объекты систем диспетчерского управления железнодорожного, водного и воздушного транспорта.

Строительство социально-значимых объектов на период действия схемы теплоснабжения до 2030 года не планируется.

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

В соответствии с действующим законодательством деятельность по производству, передаче и распределению тепловой энергии регулируется государством, тарифы на тепловую энергию ежегодно устанавливаются тарифными комитетами.

Одновременно Федеральным законом от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» определено, что поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 г., могут осуществляться на основе долгосрочных договоров теплоснабжения (на срок более чем 1 год), заключенных между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающей организацией по ценам, определенным соглашением сторон.

Основными параметрами формирования долгосрочной цены являются:

- обеспечение экономической доступности услуг теплоснабжения потребителям;
- в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включаются экономически обоснованные эксплуатационные издержки;
- в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включается амортизация по объектам инвестирования и расходы на финансирование капитальных вложений (возврат инвестиций инвестору или финансирующей организации) из прибыли; суммарная инвестиционная составляющая в цене складывается из амортизационных отчислений и расходов на финансирование инвестиционной деятельности из прибыли с учетом возникающих налогов;
- необходимость выработки мер по сглаживанию ценных последствий инвестирования (оптимальное «нагружение» цены инвестиционной составляющей);
- обеспечение компромисса интересов сторон (инвесторов, потребителей, эксплуатирующей организации) достигается разработкой долгосрочного ценового сценария, обеспечивающего приемлемую коммерческую эффективность инвестиционных проектов и посильные для потребителей расходы за услуги теплоснабжения.

Прерогатива заключения долгосрочных договоров принадлежит единой теплоснабжающей организации. В настоящее время отсутствует информация о подобных договорах теплоснабжения поселении. Спрогнозировать заключение свободных долгосрочных договоров на данном этапе не представляется возможным.

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

В настоящее время данная модель применима только для теплосетевых организаций, поскольку Методические указания, утвержденные Приказом ФСТ от 01.09.2010 г. № 221-э/8, и утвержденные параметры RAB-регулирования действуют только для организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии. Для перехода на этот метод регулирования тарифов необходимо согласование ФСТ России. Тарифы по методу доходности инвестированного капитала устанавливаются на долгосрочный период регулирования (долгосрочные тарифы): не менее 5 лет (при переходе на данный метод первый период долгосрочного регулирования не менее 3 х лет), отдельно на каждый финансовый год.

При установлении долгосрочных тарифов фиксируются две группы параметров:

- пересматриваемые ежегодно (объем оказываемых услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционной программы (ИП));
- не пересматриваемые в течение периода регулирования (базовый уровень операционных расходов (OPEX) и индекс их изменения, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок возврата инвестированного капитала, уровень надежности и качества услуг).
- определен порядок формирования НВВ организации, принимаемой к расчету при установлении тарифов, правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала, правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.

Основные параметры формирования долгосрочных тарифов методом RAB:

- тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации;

- для первого долгосрочного периода регулирования установлены ограничения по структуре активов: доля заемного капитала - 0,3, доля собственного капитала 0,7;
- срок возврата инвестированного капитала (20 лет); в НВВ для расчета тарифа не учитывается амортизация основных средств в соответствии с принятым организацией способом начисления амортизации, в тарифе учитывается амортизация капитала, рассчитанная из срока возврата капитала 20 лет;
- рыночная оценка первоначально инвестированного капитала и возврат первоначального и нового капитала при одновременном исключении амортизации из операционных расходов ведет к снижению инвестиционного ресурса, возникает противоречие с Положением по бухгалтерскому учету, при необходимости осуществления значительных капитальных вложений - ведет к значительному увеличению расходов на финансирование ИП из прибыли и возникновению дополнительных налогов;
- устанавливается норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование (на каждый год первого долгосрочного периода регулирования, на последующие долгосрочные периоды норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование, устанавливается одной ставкой);
- осуществляется перераспределение расчетных объемов НВВ периодов регулирования в целях сглаживания роста тарифов (не более 12% НВВ регулируемого периода).

Доступна данная финансовая модель для Предприятий, у которых есть достаточные «собственные средства» для реализации инвестиционных программ, возможность растягивать возврат инвестиций на 20 лет, возможность привлечь займы на условиях установленной доходности на инвестируемый капитал. Для большинства ОКК установленная параметрами RAB-регулирования норма доходности инвестированного капитала не позволяет привлечь займы на финансовых рынках в современных условиях, т.к. стоимость заемного капитала по условиям банков выше. Привлечение займов на срок 20 лет тоже проблематично и влечет за собой схемы неоднократного перекредитования, что значительно увеличивает расходы ОКК на обслуживание займов, финансовые потребности ИП

и риски при их реализации. Таким образом, для большинства ОКК применение RAB-регулирования не ведет к возникновению достаточных источников финансирования ИП (инвестиционных ресурсов), позволяющих осуществить реконструкцию и модернизацию теплосетевого комплекса при существующем уровне его износа.

В 2011 г. использование данного метода разрешено только для теплосетевых организаций из списка pilotных проектов, согласованного ФСТ России. В дальнейшем широкое распространение данного метода для теплосетевых и других теплоснабжающих организаций коммунального комплекса будет происходить только в случае положительного опыта запущенных pilotных проектов.

3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА

Электронная модель системы теплоснабжения выполнена в ГИС Zulu 7.0 (разработчик ООО «Политерм», СПб).

Все гидравлические расчеты, приведенные в данной работе, сделаны в электронной модели.

Для дальнейшего использования электронной модели, теплоснабжающие организации должны быть обеспечены данной программой.

Пакет ZuluThermo позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчеты.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повышительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением к сети индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) и центральных тепловых пунктов (ЦТП) по нескольким десяткам схемных решений, применяемых на территории России.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Расчеты ZuluThermo могут работать как в тесной интеграции с геоинформационной системой (в виде модуля расширения ГИС), так и в виде отдельной библиотеки компонентов, которые позволяют выполнять расчеты из приложений пользователей.

Состав задач:

- Построение расчетной модели тепловой сети
- Паспортизация объектов сети
- Наладочный расчет тепловой сети

- Проверочный расчет тепловой сети
- Конструкторский расчет тепловой сети
- Расчет требуемой температуры на источнике
- Коммутационные задачи
- Построение пьезометрического графика
- Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию

Наладочный расчет тепловой сети

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество и место установки дроссельных шайб. Расчет может производиться при известном располагаемом напоре на источнике и его автоматическом подборе в случае, если заданного напора не достаточно.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущененной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

Проверочный расчет тепловой сети

Целью проверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количество тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения проверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплопотребления. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущененной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

Конструкторский расчет тепловой сети

Целью конструкторского расчета является определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике

Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например, тепловая камера. Для

более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность изменения скорости движения воды по участкам тепловой сети, что приводит к изменению диаметров трубопровода, а значит и располагаемого напора в точке подключения.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов тепловой сети, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети, располагаемые напоры на потребителях.

Расчет требуемой температуры на источнике

Целью задачи является определение минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у заданного потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной.

Коммутационные задачи

Анализ отключений, переключений, поиск ближайшей запорной арматуры, отключающей участок от источников, или полностью изолирующей участок и т.д.

Пьезометрический график

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). При этом на экран выводятся:

линия давления в подающем трубопроводе

линия давления в обратном трубопроводе

линия поверхности земли

линия потерь напора на шайбе

высота здания

линия вскипания

линия статического напора

Цвет и стиль линий задается пользователем.

В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, геодезическая отметка, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, величина дросселируемого напора на шайбах у потребителей, потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках

тепловой сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.

Целью данного расчета является определение нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по месяцам. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

Результаты выполненных расчетов можно экспорттировать в MS Excel.

4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

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

На территории Дружногорского городского поселения функционирует два источника централизованного теплоснабжения:

- Котельная №21 пос. Дружная Горка
- Котельная №43 д. Лампово

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории Дружногорского городского поселения на расчетный срок до 2030 года представлены в таблицах 4.1 – 4.2, графически - на рисунках 4.1. – 4.2.

При составлении балансов были учтены мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, а также реконструкция котельной №21 в 2017 году и котельной №43 в 2023 году.

Таблица 4.1. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №21 пос. Дружная Горка

	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
		год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024
Установленная мощность	Гкал/час	17,320	17,320	17,320	17,320	8,600	8,600	8,600	8,600
Располагаемая мощность	Гкал/час	17,320	17,320	17,320	17,320	8,600	8,600	8,600	8,600
Собственные нужды	Гкал/час	0,141	0,141	0,211	0,211	0,137	0,148	0,142	0,148
то же в %	%	2,2%	2,2%	3,08%	3,1%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	17,179	17,179	17,109	17,109	8,463	8,452	8,458	8,452
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,677	0,677	1,223	1,223	1,223	1,324	0,647	0,675
то же в %	%	12,0%	12,0%	21,7%	21,7%	21,7%	21,7%	10%	10%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	5,638	5,638	5,638	5,638	5,638	6,101	6,467	6,748
Резерв("+) / Дефицит("-")	Гкал/час	10,864	10,864	10,247	10,247	1,601	1,027	1,344	1,029
	%	63,2%	63,2%	59,9%	59,9%	18,9%	12,1%	15,9%	12,2%

Таблица 4.2. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №43 д. Лампово

	Ед. измерения	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)							
		год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024
Установленная мощность	Гкал/час	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
Располагаемая мощность	Гкал/час	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
Собственные нужды	Гкал/час	0,049	0,049	0,070	0,070	0,070	0,070	0,056	0,056
то же в %	%	2,0%	2,0%	2,56%	2,56%	2,56%	2,56%	2,00%	2,00%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	4,251	4,251	4,230	4,230	4,230	4,230	4,244	4,244
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,224	0,224	0,492	0,492	0,492	0,492	0,256	0,256
то же в %	%	10,0%	10,0%	22,0%	22,0%	22,0%	22,0%	10%	10%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,240	2,240	2,240	2,240	2,240	2,240	2,555	2,555
Резерв("+) / Дефицит("-")	Гкал/час	1,788	1,788	1,499	1,499	1,499	1,499	1,433	1,433
	%	42,0%	42,0%	35,4%	35,4%	35,4%	35,4%	33,8%	33,8%

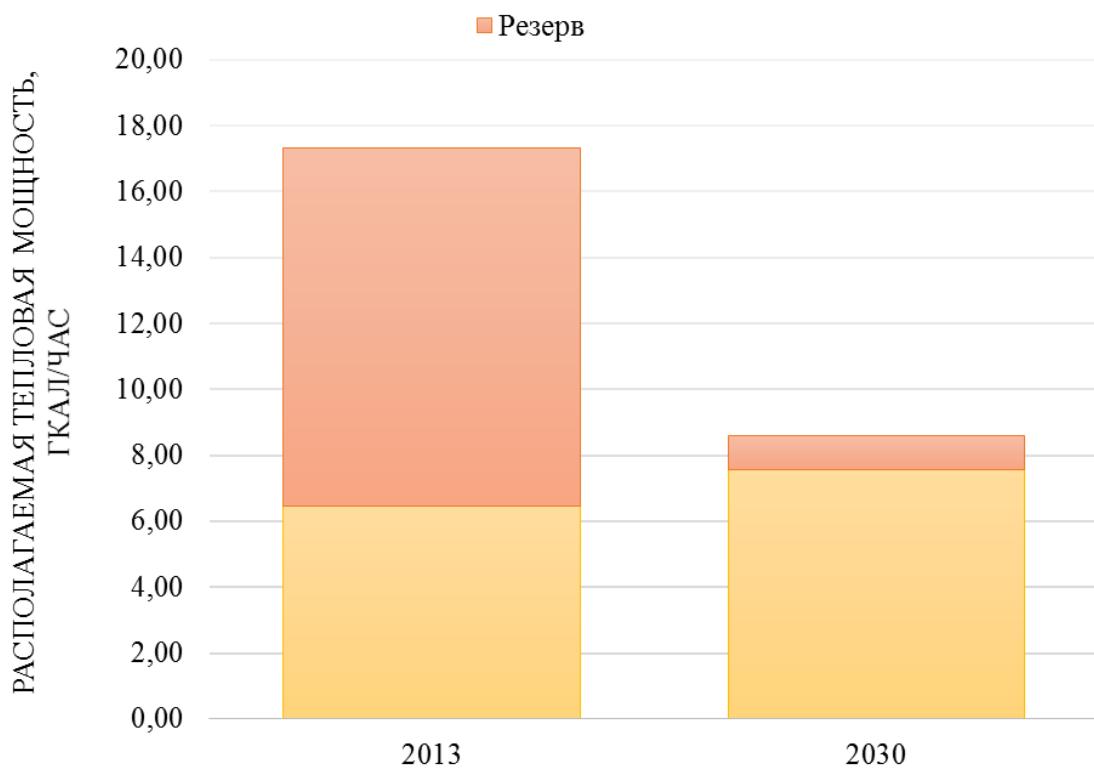


Рисунок 4.1. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №21 пос. Дружная Горка

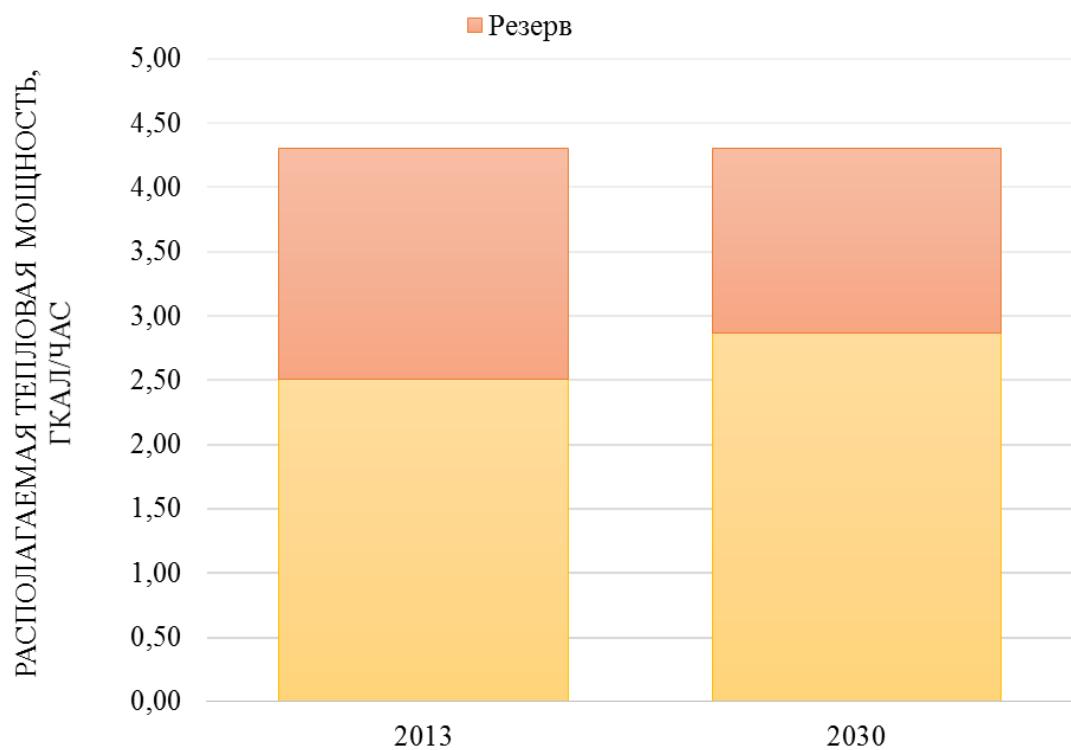


Рисунок 4.2. Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки котельной №43 д. Лампово

Как видно из диаграмм на рисунках 4.1 – 4.2, на настоящий момент и на период до 2030 года на всех источниках наблюдается наличие резерва тепловой мощности. На котельной №21 пос. Дружная Горка резерв располагаемой тепловой мощности уменьшается с 63,2% в 2013 году до 12,2% в 2030 году. Это происходит за счет реконструкции котельной с уменьшением располагаемой мощности до 8,6 Гкал/час в 2017 году.

На котельной №43 д. Лампово резерв располагаемой тепловой мощности к 2030 году по сравнению с существующим на настоящий момент уменьшается. Происходит это за счет роста подключенной нагрузки.

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

Результаты гидравлических расчетов передачи теплоносителя для существующего состояния систем централизованного теплоснабжения представлены в пункте 1.3.8. По результатам гидравлического расчета, выполненного с учетом подключения перспективных потребителей, выделен ряд участков тепловых сетей, на которых необходимо изменение диаметров трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки и оптимального гидравлического режима. Схемы тепловых сетей котельных на 2030 год представлены на рисунках 4.5 – 4.10. Результаты гидравлического расчета и пьезометрические графики представлены в приложении Г.

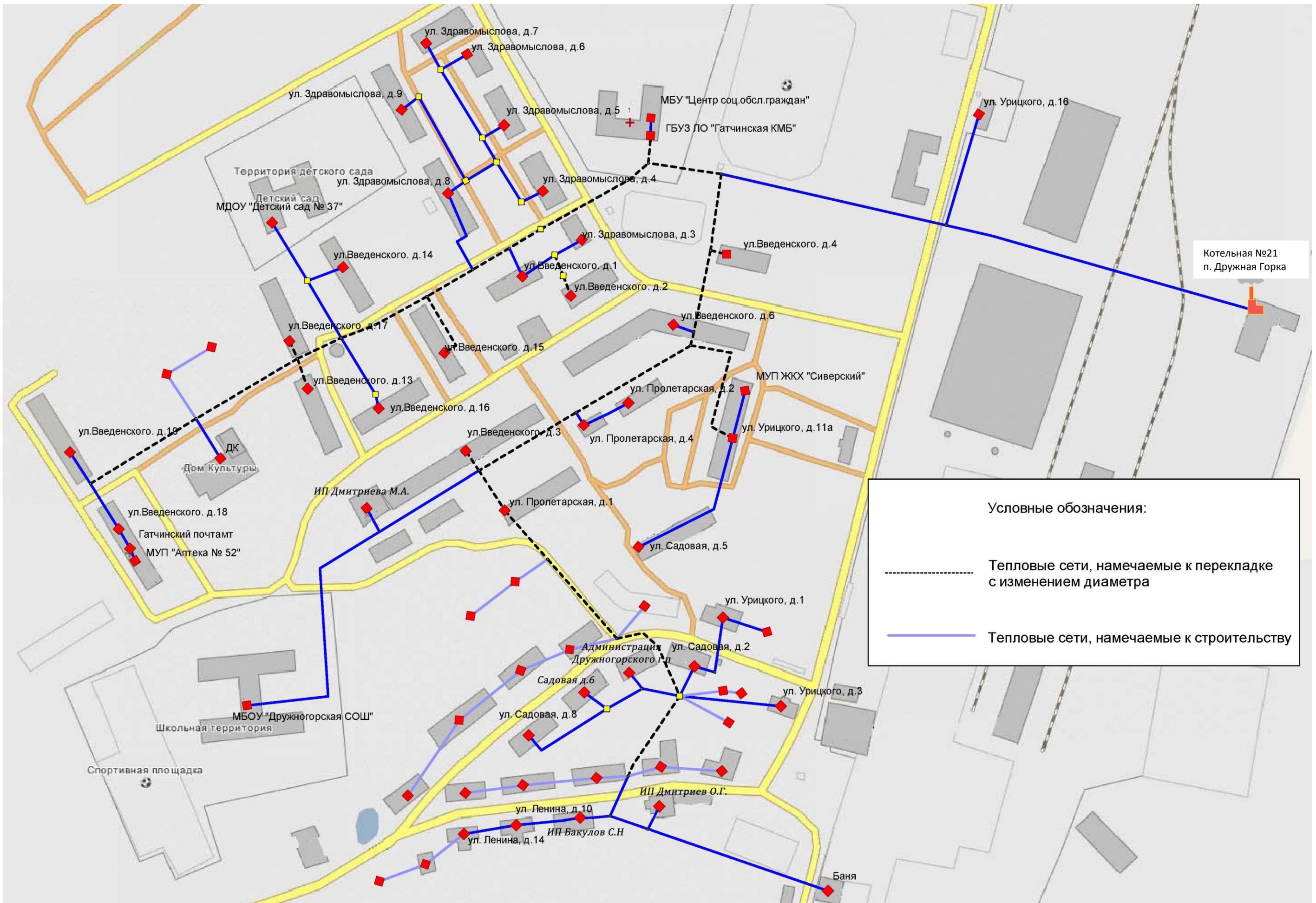


Рисунок 4.3. Схемы тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная горка на 2030 год (контуру отопления)

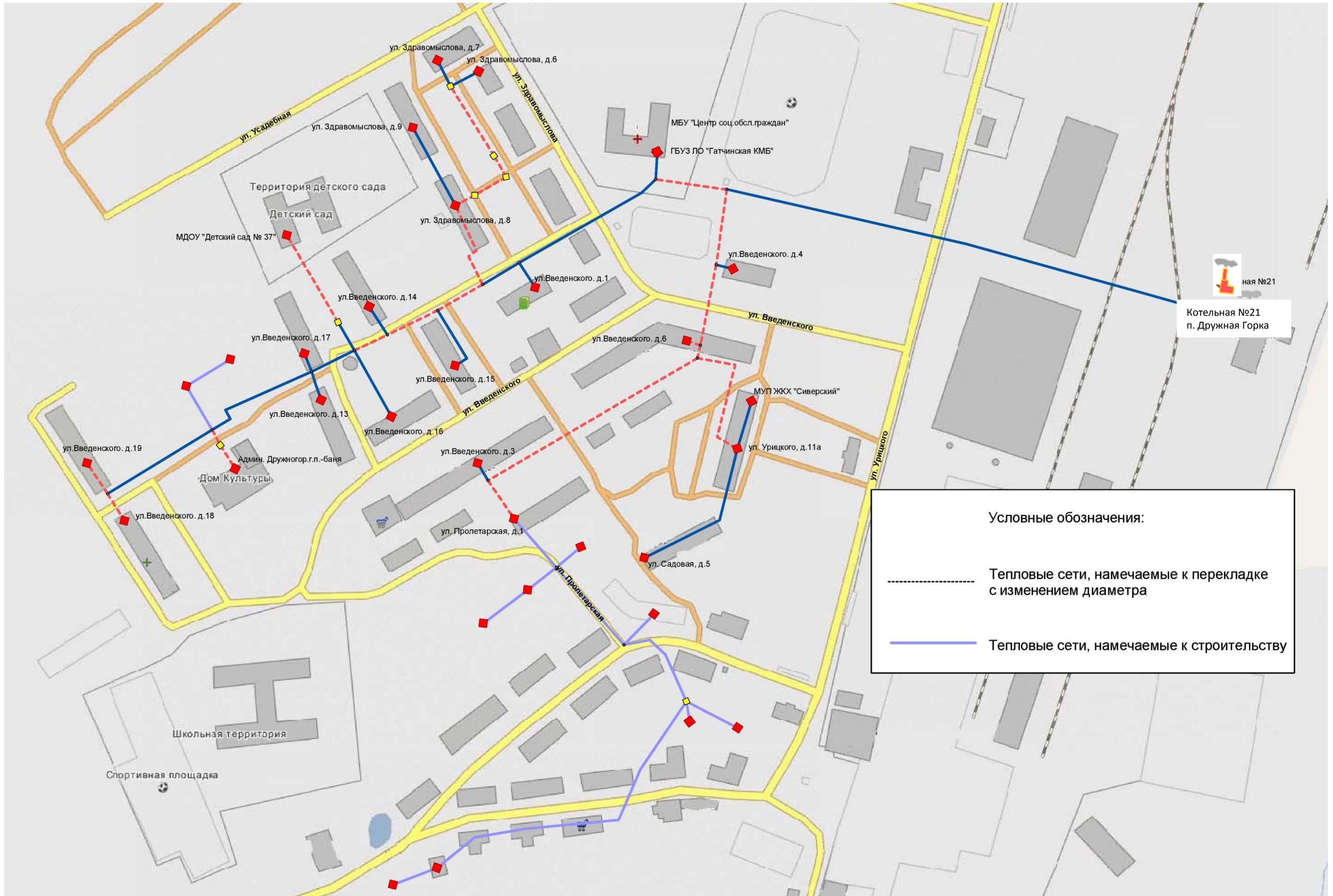


Рисунок 4.4. Схемы тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная горка на 2030 год (контуры ГВС)

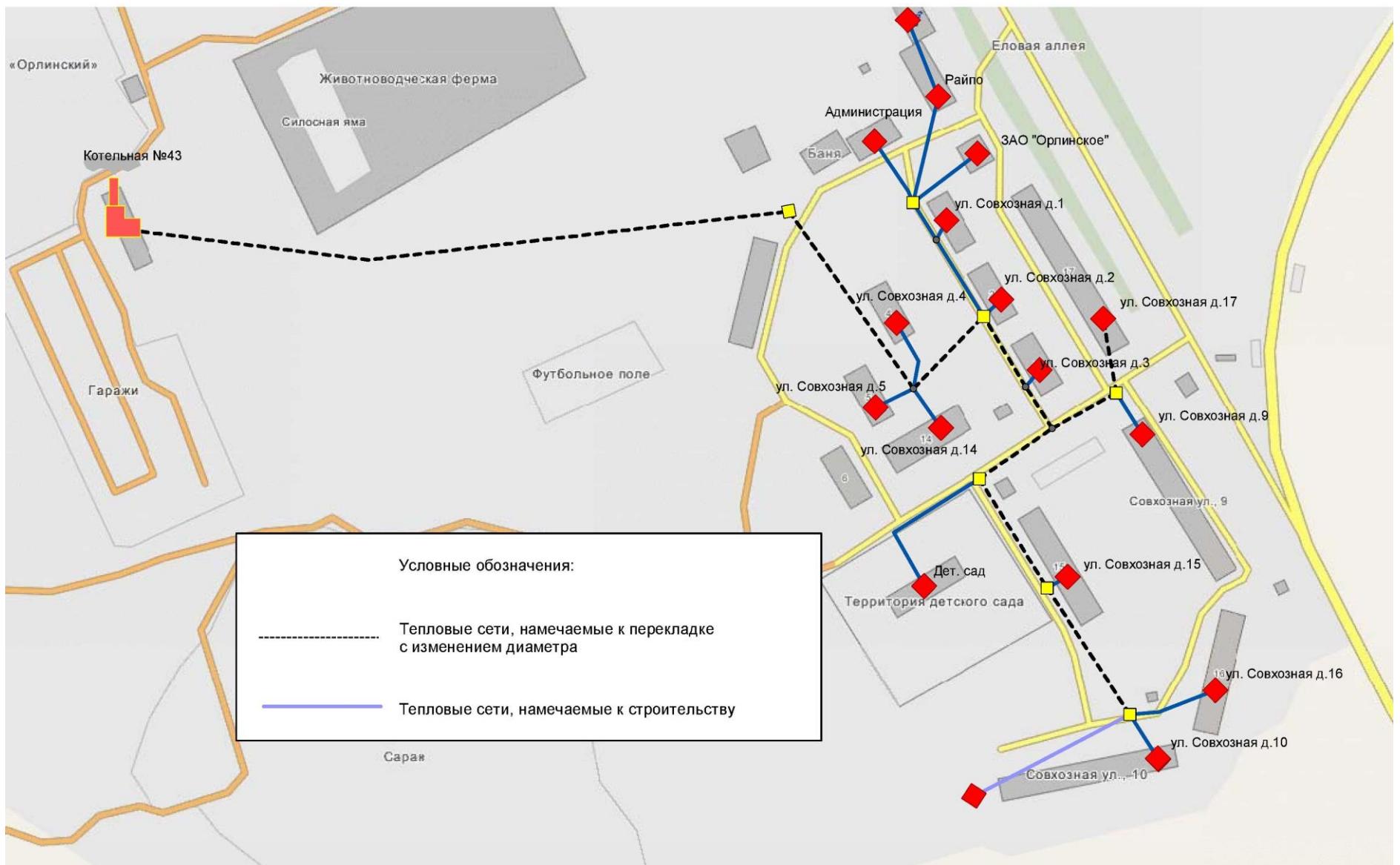


Рисунок 4.5. Схемы тепловых сетей котельной №43 д. Ламово

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

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для котельных, расположенных на территории Дружногорского городского поселения, представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1. Балансы производительности водоподготовительных установок

	Ед. измерения	Расчетный срок							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Котельная №21 пос. Дружная Горка									
Объем тепловой сети	м ³	105,17	105,17	105,17	105,17	105,17	105,43	105,64	105,80
Водоразбор на нужды ГВС	т/час	3,67	3,67	3,67	3,67	3,67	4,05	4,05	4,28
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Предельный часовой расход на заполнение	т/час	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
Производительность водоподготовительных установок	т/час	38,93	38,93	38,93	38,93	38,93	39,31	39,31	39,54
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,11	2,11	2,12
Котельная №43 д. Лампово									
Объем тепловой сети	м ³	27,83	27,83	27,83	27,83	27,83	27,83	29,40	29,40
Водоразбор на нужды ГВС	т/час	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	0,00	0,00
Утечки теплоносителя в тепловых сетях	т/час	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Предельный часовой расход на заполнение	т/час	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Производительность водоподготовительных установок	т/час	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	15,07	15,07
Расход химически не обработанной и недеаэрированной воды на аварийную подпитку	т/час	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,59	0,59

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

6.1. Общие положения

На территории Дружногорского городского поселения функционируют два источника централизованного теплоснабжения:

- Котельная №21 пос. Дружная Горка
- Котельная №43 д. Лампово

Котельная № 21 пос. Дружная Горка и котельная № 43 д. Лампово введены в эксплуатацию в 1963 году и в 2002 году соответственно.

В связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса оборудования в 2016 году планируется реконструкция котельной №21 (строительство БМК установленной мощностью 8,6 Гкал/час). Начало эксплуатации котельной предполагается осуществить в 2017 году.

Нормативный срок эксплуатации основного оборудования, установленного на котельной №43, составляет 20 лет. В 2022 году ресурс работы оборудования будет исчерпан, следовательно, в 2023 году предполагается осуществить техническое перевооружение котельной без изменения установленной мощности.

6.2. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

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

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей

организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

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

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

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия

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

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

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

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

Кроме того, согласно СП 42.133330.2011 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений", в районах многоквартирной жилой застройки малой этажности, а также одно-двухквартирной жилой застройки с приусадебными (при квартирными) земельными участками теплоснабжение допускается предусматривать от котельных на группу жилых и общественных зданий или от индивидуальных источников тепла при соблюдении технических регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, а также противопожарных требований. Групповые котельные допускается размещать на селитебной

территории с целью сокращения потерь при транспорте теплоносителя и снижения тарифа на тепловую энергию.

Согласно СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха", для индивидуального теплоснабжения зданий следует применять теплогенераторы полной заводской готовности на газообразном, жидком и твердом топливе общей теплопроизводительностью до 360 кВт с параметрами теплоносителя не более 95°C и 0,6 МПа. Теплогенераторы следует размещать в отдельном помещении на любом надземном этаже, а также в цокольном и подвальном этажах отапливаемого здания.

Условия организации поквартирного теплоснабжения определены в СП 54.13330.2011 "Здания жилые многоквартирные" и СП 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха".

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

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

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок не предусматривается ввиду низкой и непостоянной возможной электрической и тепловой нагрузки, которую можно подключить к источнику комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, что приводит к значительным затратам на строительство и дальнейшую эксплуатацию подобной установки. Таким образом, строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии экономически не обосновано.

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

Действующие источники тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории Дружногорского городского поселения отсутствуют.

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

При подключении индивидуальной жилой застройки к сетям централизованного теплоснабжения низкая плотность тепловой нагрузки и высокая протяженность тепловых сетей малого диаметра влечет за собой увеличение тепловых потерь через изоляцию трубопроводов и с утечками теплоносителя и высокие финансовые затраты на строительство таких сетей.

На расчетный срок теплоснабжение индивидуальной жилой застройки предусматривается обеспечить от индивидуальных источников тепла на природном газе, а также посредством печного отопления. Подключение объектов индивидуальной жилой застройки к централизованным системам теплоснабжения не планируется.

6.6. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа

На расчетный срок до 2030 года строительство производственных предприятий с использованием тепловой энергии от централизованных источников теплоснабжения не планируется. Обеспечение тепловой энергией промышленных потребителей, расположенных на территории Дружногорского городского поселения, предлагается осуществлять от индивидуальных источников, расположенных на территории предприятий.

6.7. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки во всех системах теплоснабжения Дружногорского городского поселения рассчитаны на основании прироста площади строительных фондов.

6.8. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения

Согласно п. 30 Гл. 2 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

В настоящее время методика определения радиуса эффективного теплоснабжения федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения не утверждена.

Радиус эффективного теплоснабжения, прежде всего, зависит от прогнозируемой конфигурации тепловой нагрузки относительно места расположения источника тепловой энергии и плотности тепловой нагрузки.

В силу того, что тепловые сети от источников централизованного теплоснабжения имеют относительно небольшую протяженность (протяженность тепловых сетей от котельной №21 пос. Дружная Горка составляет 8417 м в однотрубном исчислении, от котельной №43 дер. Лампово – 2744 м), все потребители тепловой энергии попадают в радиус эффективного теплоснабжения.

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

7.1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности

Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности на расчетный срок не предусматриваются в связи с отсутствием на территории Дружногорского городского поселения зон с дефицитом тепловой мощности.

7.2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения

Жилищная, комплексная или производственная застройка во вновь осваиваемых районах поселения не предполагается. На период разработки схемы теплоснабжения до 2030 года на территории Дружногорского городского поселения планируется только уплотнительная застройка в зонах действия существующих источников тепловой энергии.

Перечень тепловых сетей, предлагаемых к строительству для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1. Перечень тепловых сетей, предлагаемых к строительству для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Наименование источника централизованного теплоснабжения	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная № 21 пос. Дружная Горка	135	0,04	0,04	Подземная бесканальная
	808	0,05	0,05	Подземная бесканальная
	90	0,069	0,069	Подземная бесканальная
	35	0,1	0,1	Подземная бесканальная
Котельная № 43 д. Лампово	100	0,1	0,1	Подземная бесканальная

7.3. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

Строительство или реконструкция тепловых сетей за счет перевода котельных в пиковый режим не предусматривается, так как отсутствуют пиковые водогрейные котельные. Повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения обеспечивают мероприятия по реконструкции тепловых сетей в связи с окончанием срока службы.

7.4. Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на расчетный срок не предусматривается. Необходимые показатели надежности достигаются за счет реконструкции трубопроводов в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса последних.

7.5. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, а также обеспечения оптимального гидравлического режима Схемой теплоснабжения предусматривается перекладка ряда участков тепловых сетей с изменением диаметра.

Для обеспечения качественного теплоснабжения в контуре ГВС котельной №21 пос. Дружная Горка также предусмотрено строительство обратного трубопровода.

Перечень участков тепловых сетей, на которых необходимо изменение диаметров, представлен в таблицах 7.2 – 7.4.

Таблица 7.2. Перечень участков тепловых сетей котельной № 21 пос. Дружная Горка, реконструируемых с изменением диаметров (контур отопления)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Вид прокладки тепловой сети	Длина участка, м	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
УТ-1а	ул. Введенского, д.4	Надземная	10	0,05	0,05	0,069	0,069
УТ-1а	УТ-8б	Надземная	45	0,209	0,209	0,209	0,209
УТ-8	ул. Урицкого, д.11а	Надземная	55	0,08	0,08	0,1	0,1
УТ-8	УТ-9а	Надземная	125	0,209	0,209	0,209	0,209
УТ-9а	УТ-10	Надземная	125	0,209	0,209	0,209	0,209
УТ-10	ул. Введенского, д.3	Подземная бесканальная	5	0,08	0,08	0,1	0,1
УТ-10	ул. Пролетарская, д.1	Надземная	32	0,1	0,1	0,15	0,15
УТ-1	УТ-1а	Надземная	20	0,209	0,209	0,209	0,209
УТ-1	УТ-2	Надземная	55	0,209	0,209	0,209	0,209
УТ-2	ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ"	Подземная бесканальная	50	0,05	0,05	0,069	0,069
УТ-19с	УТ-19б	Надземная	12	0,05	0,05	0,069	0,069
УТ-19б	ул. Введенского, д.2	Надземная	12	0,05	0,05	0,069	0,069
УТ-19	УТ-2	Подземная бесканальная	90	0,209	0,209	0,209	0,209
УТ-3б	УТ-3а	Подземная бесканальная	45	0,209	0,209	0,209	0,209
УТ-3а	УТ-4а	Надземная	50	0,209	0,209	0,209	0,209
УТ-4а	ул. Введенского, д.15	Надземная	30	0,05	0,05	0,08	0,08
УТ-4а	УТ-4	Надземная	50	0,209	0,209	0,209	0,209
УТ-4в	УТ-4	Подземная бесканальная	30	0,209	0,209	0,209	0,209

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Вид прокладки тепловой сети	Длина участка, м	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
ул. Введенского, д.17	УТ-5а	Надземная	17	0,05	0,05	0,08	0,08
УТ-5а	УТ-5	Надземная	50	0,1	0,1	0,15	0,15
УТ-5а	ул. Введенского, д.13	Подземная бесканальная	30	0,05	0,05	0,08	0,08
УТ-5а	УТ-4в	Надземная	50	0,209	0,209	0,209	0,209
УТ-6	УТ-7	Надземная	50	0,1	0,1	0,15	0,15
УТ-8б	УТ-8	Надземная	5	0,125	0,125	0,209	0,209
ул. Садовая, д.5	Админ. Дружногорского г.п.	Подземная бесканальная	180	0,1	0,1	0,15	0,15
УТ-19	УТ-3б	Надземная	45	0,209	0,209	0,209	0,209
УТ-21	P-5	Надземная	118	0,089	0,089	0,1	0,1
	P-7	Надземная	60	0,1	0,1	0,15	0,15
P-7	УТ-21	Надземная	60	0,1	0,1	0,15	0,15

Таблица 7.3. Перечень участков тепловых сетей котельной № 21 пос. Дружная Горка, реконструируемых с изменением диаметров (контура ГВС)

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Вид прокладки тепловой сети	Длина участка, м	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
УТ-1а	УТ-8б	Надземная	50	0,125		0,1	0,1
УТ-8	ул. Урицкого, д.11а	Подземная бесканальная	70	0,1		0,05	0,05
УТ-8	УТ-9а	Надземная	250	0,1		0,05	0,05

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Вид прокладки тепловой сети	Длина участка, м	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
УТ-10	ул. Пролетарская, д.1	Надземная	32	0,1		0,05	0,05
УТ-1	УТ-1а	Надземная	20	0,125		0,1	0,1
УТ-1	УТ-2	Надземная	55	0,125		0,1	0,1
УТ-16	УТ-10	Подземная бесканальная	12	0,075		0,05	0,05
УТ-10	УТ-11	Надземная	35	0,075		0,05	0,05
УТ-3а	ул. Здравомыслова, д.8	Надземная	20	0,1		0,05	0,05
УТ-3а	УТ-4а	Надземная	50	0,125		0,1	0,1
УТ-4а	УТ-4	Подземная бесканальная	50	0,125		0,1	0,1
УТ-12	МДОУ "Детский сад № 37"	Надземная	50	0,1		0,05	0,05
УТ-4в	УТ-4	Надземная	30	0,125		0,1	0,1
УТ-6	Админ. Дружногор.г.п.-баня	Надземная	35	0,1		0,05	0,05
УТ-6	УТ-6	Надземная	21	0,1		0,05	0,05
ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ"	МБУ "Центр соц.обсл.граждан"	Подземная бесканальная	0,1	0,1		0,05	0,05
УТ-8б	УТ-8	Подземная бесканальная	19	0,125		0,1	0,1
ул.Введенского. д.6	УТ-8б	Подземная бесканальная	10	0,1		0,05	0,05
УТ-7	УТ	Подземная бесканальная	15	0,075		0,05	0,05
УТ-16	УП-4	Надземная	41	0,125		0,05	0,05
УП-4	ул. Здравомыслова, д.8	Надземная	10	0,125		0,05	0,05

Таблица 7.4. Перечень участков тепловых сетей котельной №43 д. Лампово, реконструируемых с изменением диаметров

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Вид прокладки тепловой сети	Длина участка, м	До перекладки		После перекладки	
				Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
Котельная №43	TK-1	Надземная	284	0,15	0,15	0,209	0,209
TK-1	P-1	Подземная бесканальная	68	0,15	0,15	0,209	0,209
P-1	TK-6	Подземная бесканальная	36	0,15	0,15	0,209	0,209
TK-2	TK-3	Подземная бесканальная	62	0,125	0,125	0,15	0,15
TK-3	TK-6	Подземная бесканальная	64	0,125	0,125	0,15	0,15
TK-2	P-2	Подземная бесканальная	46	0,125	0,125	0,15	0,15
P-2	P-11	Подземная бесканальная	24	0,15	0,15	0,209	0,209
P-11	TK-6	Подземная бесканальная	38	0,15	0,15	0,209	0,209
P-2	TK-4	Подземная бесканальная	31	0,08	0,08	0,125	0,125
TK-4	ул. Совхозная д.17	Подземная бесканальная	30	0,08	0,08	0,1	0,1

7.6. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Все сети на территории Дружногорского городского поселения проложены в период до 1989 года, т.е. срок их эксплуатации превышает 25 лет. В период с 2020 года предлагается постепенная перекладка всех тепловых сетей. Перечень участков тепловых сетей, на которых необходимо изменение диаметров для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки или оптимального гидравлического режима, представлен в пункте 7.5. В таблицах 7.5 – 7.6. представлен перечень тепловых сетей, перекладка которых производится без изменения диаметров.

Таблица 7.5. Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка (контур отопления), подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
Котельная №21	УТ-1	205	0,309	0,309
ул. Урицкого, д.11а	ул. Садовая, д.5	17	0,075	0,075
УТ-9а	ул. Пролетарская, д.4	9	0,05	0,05
ул. Пролетарская, д.4	ул. Пролетарская, д.2	12	0,05	0,05
УТ-16	УТ-10	12	0,075	0,075
УТ-10	ул. Здравомыслова, д.5	14	0,075	0,075
УТ-10	УТ-11	35	0,075	0,075
УТ-11	ул. Здравомыслова, д.7	35	0,075	0,075
УТ-11	ул. Здравомыслова, д.6	16	0,075	0,075
УТ-11	УТ-12	39	0,075	0,075
УТ-12	ул. Здравомыслова, д.9	13	0,075	0,075
УТ-16	УТ-18	20	0,075	0,075
УТ-18	ул. Здравомыслова, д.4	12	0,069	0,069
УТ-19	УТ-19с	20	0,125	0,125
УТ-19с	ул. Здравомыслова, д.3	35	0,069	0,069
УТ-3б	ул. Введенского. д.1	30	0,125	0,125
УТ-3а	ул. Здравомыслова, д.8	20	0,125	0,125
УТ-13	ул. Введенского. д.16	10	0,075	0,075
УТ-4	ул. Введенского. д.14	9	0,075	0,075
УТ-12	МДОУ "Детский сад № 37"	45	0,125	0,125

УТ-12	УТ-4в	25	0,125	0,125
УТ-4в	УТ-4	50	0,075	0,075
УТ-6	Админ. Дружногор.г.п.- баня	21	0,089	0,089
УТ-7	ул.Введенского. д.19	25	0,1	0,1
УТ-7	ул.Введенского. д.18	15	0,1	0,1
ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ"	МБУ "Центр соц.обсл.граждан"	0,2	0,069	0,069
ул. Урицкого, д.11а	МУП ЖКХ "Сиверский"	0,2	0,1	0,1
ул.Введенского. д.1	Админ. Дружногор. г.п. (ДК)	0,2	0,125	0,125
ул.Введенского. д.18	Гатчинский почтамт	0,2	0,069	0,069
Гатчинский почтамт	МУП "Аптека № 52"	0,2	0,069	0,069
ул.Введенского. д.3	ИП Дмитриева М.А.	0,2	0,069	0,069
УТ-10	МБОУ "Дружногорская СОШ"	330	0,1	0,1
ул.Введенского. д.6	УТ-8б	10	0,125	0,125
Админ. Дружногорского г.п.	ул. Садовая, д.2	17	0,075	0,075
ул. Садовая, д.2	ул. Урицкого, д.16	15	0,075	0,075
ул. Урицкого, д.16	ул. Урицкого, д.1	35	0,075	0,075
ул. Урицкого, д.16	ул. Урицкого, д.3	75	0,05	0,05
Админ. Дружногорского г.п.	ул. Садовая, д.6	50	0,075	0,075
ул. Садовая, д.6	ул. Садовая, д.8	50	0,075	0,075
ул.Введенского. д.1	ИП	0,2	0,1	0,1
УТ-16	УП-4	41	0,125	0,125
ул. Здравомысюва, д.8	УП-4	10	0,125	0,125
ул. Садовая, д.6	P-1	5	0,075	0,075
P-2	УТ-1	135	0,309	0,309
P-2	ул. Урицкого, д.16	100	0,04	0,04
P-4	ул. Ленина, д.10	100	0,075	0,075
ул. Ленина, д.10	ул. Ленина, д.14	15	0,075	0,075
P-4	Баня	148	0,075	0,075
P-5	P-4	38	0,089	0,089

Таблица 7.6. Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №21 пос. Дружная Горка (контур ГВС), подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
Котельная №21	УТ-1	340	0,125	0,125
УТ-1а	ул. Введенского д.4	12	0,05	0,05
ул. Урицкого, д.11а	ул. Садовая, д.5	17	0,05	0,05
УТ-2	ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ"	50	0,05	0,05
УТ-11	ул. Здравомыслова, д.7	18	0,05	0,05
УТ-11	ул. Здравомыслова, д.6	8	0,05	0,05
УТ-11	УТ-12	15	0,05	0,05
УТ-3б	ул. Введенского д.1	15	0,05	0,05
УТ-19	УТ-2	60	0,1	0,1
УТ-3б	УТ-3а	30	0,1	0,1
УТ-4а	ул. Введенского д.15	30	0,05	0,05
УТ-4	ул. Введенского д.14	10	0,05	0,05
УТ-12	УТ-4в	20	0,05	0,05
УТ-4в	УТ-4	50	0,05	0,05
ул. Введенского д.17	УТ-5а	30	0,05	0,05
УТ-5а	ул. Введенского д.13	17	0,05	0,05
УТ-5а	УТ-4в	50	0,1	0,1
УТ-5	УТ-6	100	0,05	0,05
УТ-6	УТ-7	100	0,05	0,05
УТ-7	ул. Введенского д.19	25	0,075	0,075
ул. Урицкого, д.11а	МУП ЖКХ "Сиверский"	0,1	0,05	0,05
УТ-10	222222222222222222	5	0,05	0,05

Таблица 7.7. Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №43 д. Лампово, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
TK-5	ЗАО "Орлинское"	18	0,05	0,05
P-1	ул. Совхозная д.5	30	0,076	0,076
TK-6	ул. Совхозная д.16	40	0,08	0,08
P-1	ул. Совхозная д.4	30	0,076	0,076
P-1	ул. Совхозная д.14	35	0,076	0,076
TK-2	Дет. сад	68	0,08	0,08
TK-3	ул. Совхозная д.15	10	0,08	0,08
ул. Совхозная д.10	Гатчинская КМБ	40	0,1	0,1
TK-6	P-10	37	0,1	0,1
TK-5	Райпо	58	0,05	0,05
TK-4	ул. Совхозная д.9	18	0,08	0,08

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м
Райпо	Почтамп	53	0,05	0,05
TK-5	Администрация	10	0,05	0,05
TK-6	ул. Совхозная д.10	34	0,08	0,08
P-10	TK-5	37	0,1	0,1
P-10	ул. Совхозная д.1	10	0,05	0,05
P-11	ул. Совхозная д.3	10	0,05	0,05
TK-6	ул. Совхозная д.2	10	0,05	0,05

8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

- 8.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа**

В качестве основного топлива на всех источниках централизованного теплоснабжения используется природный газ.

Результаты расчетов перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного топлива для зимнего, летнего и переходного периодов для котельных на территории Дружногорского городского поселения представлены в таблицах 8.1 – 8.2.

Таблица 8.1. Топливный баланс котельной №21 пос. Дружная Горка

Наименование показателя	Ед. измерения	Расчетный срок						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	18081,74	20218,55	20219,08	20007,24	21524,71	20291,68	21116,93
УРУТ	кг у.т./Гкал	168,54	168,54	168,54	155,00	155,00	155,00	155,00
Удельный расход натурального топлива	м ³ /Гкал	147,84	147,84	147,84	135,96	135,96	135,96	135,96
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	кг у.т./час	1147,54	1266,29	1266,33	1152,39	1248,33	1183,89	1236,07
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	кг у.т./час	81,52	89,96	89,96	81,87	90,39	81,11	85,75
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./час	374,68	413,45	413,46	376,26	409,17	383,78	401,68
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	м ³ /час	1006,61	1110,78	1110,81	1010,87	1095,02	1038,50	1084,27
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м ³ /час	71,51	78,91	78,91	71,81	79,29	71,15	75,22
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м ³ /час	328,66	362,68	362,68	330,05	358,92	336,65	352,35
Годовой расход условного топлива	т у т	3047,50	3407,63	3407,72	3101,12	3336,33	3145,21	3273,12
Годовой расход натурального топлива	тыс м ³	2673,24	2989,15	2989,23	2720,28	2926,60	2758,96	2871,16

Таблица 8.2. Топливный баланс котельной №43 д. Лампово

Наименование показателя	Ед. измерения	Расчетный срок						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2024	2025-2030
Выработка	Гкал	7702,34	9310,77	9310,50	9310,50	9310,50	8832,51	8832,51
УРУТ	кг у.т./Гкал	152,72	152,72	152,72	152,72	152,72	152,72	152,72
Удельный расход натурального топлива	м ³ /Гкал	133,96	133,96	133,96	133,96	133,96	133,96	133,96
Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период	кг у.т./час	407,09	479,59	479,57	479,57	479,57	464,96	464,96
Максимальный часовой расход условного топлива в летний период	кг у.т./час	32,07	37,79	37,78	37,78	37,78	37,22	37,22
Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период	кг у.т./час	135,83	160,02	160,02	160,02	160,02	155,68	155,68
Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период	м ³ /час	357,10	420,69	420,68	420,68	420,68	407,86	407,86
Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период	м ³ /час	28,14	33,15	33,14	33,14	33,14	32,65	32,65
Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период	м ³ /час	119,15	140,37	140,36	140,36	140,36	136,56	136,56
Годовой расход условного топлива	т у т	1176,30	1421,94	1421,90	1421,90	1421,90	1348,90	1348,90
Годовой расход натурального топлива	тыс м ³	1031,84	1247,32	1247,28	1247,28	1247,28	1183,25	1183,25

8.2. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива

На источниках тепловой энергии, расположенных на территории Дружногорского городского поселения, аварийное топливо отсутствует.

9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Перспективные показатели надёжности с учётом предложений по её увеличению для систем теплоснабжения котельных на территории Дружногорского городского поселения представлены в таблицах 9.1 – 9.2. Расчёты показателей проводились по методике, описанной в пункте 1.9.

Таблица 9.1. Перспективные показатели надёжности системы теплоснабжения котельной №21 п. Дружная Горка

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель надёжности электроснабжения котельной	K_e	0,6	0,6
Показатель надёжности водоснабжения котельной	K_w	0,6	0,6
Показатель надёжности топливоснабжения котельной	K_m	0,5	0,5
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	K_δ	1	1
Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	0	1
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк. mc}$	0,5	0,8
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,6	0,786

Таблица 9.2. Перспективные показатели надёжности системы теплоснабжения котельной №43 д. Лампово

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель надёжности электроснабжения котельной	K_e	0,6	0,6
Показатель надёжности водоснабжения котельной	K_w	0,6	0,6
Показатель надёжности топливоснабжения котельной	K_m	0,5	0,5
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	K_δ	1	1
Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	0	1

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		2013	2030
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	0,5	0,8
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1	1
Общий показатель надёжности	$K_{на\partial}$	0,6	0,786

Общий показатель надежности на 2030 год для всех котельных ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района» лежит в интервале от 0,75 до 0,9. Таким образом, все системы теплоснабжения можно отнести к надежным.

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

В соответствии с главами 6, 7 обосновывающих материалов в качестве основных мероприятий по развитию систем централизованного теплоснабжения Дружногорского городского поселения предусматриваются:

1. строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;
2. реконструкция тепловых сетей с изменением диаметра для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;
3. реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.
4. реконструкция котельной №21 пос. Дружная горка в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса оборудования в 2016 году (строительство БМК установленной мощностью 8,6 Гкал/час в 2016 году, начало эксплуатации котельной предполагается осуществить в 2017 году).
5. в 2023 году предполагается осуществить техническое перевооружение котельной №43 д. Лампово без изменения установленной мощности.

Объем необходимых инвестиций в техническое перевооружение котельной №43 д. Лампово составит 4 200 тыс.руб.

Для строительства новой БМК №21 в пос. Дружная Горка планируется привлечь средства по договору лизинга в размере 63 076,13 тыс.руб.

Общая сумма договора лизинга, привлеченного единовременно для строительства каждой котельной, подлежит возврату через лизинговые платежи, которые осуществляются ежемесячно с момента заключения лизингового договора в соответствии с графиком лизинговых платежей.

После 2019 года предполагается реализация программы реконструкции тепловых сетей.

Программой реконструкции тепловых сетей в Дружногорском городском поселении предусматривается перекладка 6374 м тепловых сетей.

Оценка объема капитальных вложений, необходимых для реализации мероприятий по перекладке тепловых сетей выполнена с использованием укрупненных нормативов цены строительства НЦС 81-02-13-2012 «Наружные тепловые сети», утвержденных приказом Министерства регионального развития РФ № 643 от 30.12.2011. НЦС рассчитаны в ценах на 1 января 2012 года. Укрупненные нормативы представляют собой объем денежных средств, необходимый и достаточный для строительства 1 км наружных тепловых сетей.

Стоимостные показатели в НЦС приведены на 1 км двухтрубной теплотрассы.

Для приведения стоимости капитальных вложений к ценам 4 кв. 2014 г. использованы «Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пуско-наладочных работ» на 4 кв. 2014 г. и 1 кв. 2012 г. в соответствии с письмами № 25374-ЮР/08 от 13.11.14 Минстроя России и № 4122-ИП/08 от 28.01.2012 г. Минрегиона России соответственно.

Расчет капитальных вложений в мероприятия по перекладке тепловых сетей приведен в таблице 10.1.

Таким образом, общий объем инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей составит 131 522,76 тыс. рублей (в ценах 2014 г.).

Таблица 10.1. Расчет капитальных вложений в перекладку и строительство тепловых сетей (в ценах 2014 г.)

Диаметр, мм	Длина, м	Стоимость прокладки ТС, в ценах на 01.01.2012, тыс.руб.	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УНЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ФЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 4 кв. 2014 г. к ФЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс.руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.
Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №21, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (контур отопления)									
40	100	1 077,62	1,06	0,78	4,08	4,62	1 008,90	211,87	1 220,77
50	96	1 062,59	1,06	0,78	4,08	4,62	994,83	208,91	1 203,74
60	47	0,00	1,06	0,78	4,08	4,62	0,00	0,00	0,00
70	705	8 251,02	1,06	0,78	4,08	4,62	7 724,84	1 622,22	9 347,06
80	21	256,59	1,06	0,78	4,08	4,62	240,23	50,45	290,67
100	370	4 584,14	1,06	0,78	4,08	4,62	4 291,80	901,28	5 193,08
125	201	2 746,11	1,06	0,78	4,08	4,62	2 570,99	539,91	3 110,89
300	340	7 980,38	1,06	0,78	4,08	4,62	7 471,47	1 569,01	9 040,48
Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №21, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса (контур ГВС)									
50	497	5 501,12	1,06	0,78	4,08	4,62	5 150,31	1 081,56	6 231,87
70	25	292,59	1,06	0,78	4,08	4,62	273,93	57,53	331,46
100	140	1 734,54	1,06	0,78	4,08	4,62	1 623,93	341,02	1 964,95
125	340	4 645,16	1,06	0,78	4,08	4,62	4 348,93	913,28	5 262,21
Сведения о перспективной реконструкции тепловых сетей котельной №43, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса									
50	169	1 870,60	1,06	0,78	4,08	4,62	1 751,31	367,78	2 119,09
70	95	1 111,84	1,06	0,78	4,08	4,62	1 040,94	218,60	1 259,53
80	170	2 077,16	1,06	0,78	4,08	4,62	1 944,70	408,39	2 353,08
100	114	1 412,41	1,06	0,78	4,08	4,62	1 322,34	277,69	1 600,03
Сведения о перспективном строительстве тепловых сетей котельной №21									
40	135	1 454,78	1,06	0,78	4,08	4,62	1 362,01	0,00	1 362,01
50	808	8 943,47	1,06	0,78	4,08	4,62	8 373,14	0,00	8 373,14
70	90	1 053,32	1,06	0,78	4,08	4,62	986,15	0,00	986,15
100	35	433,63	1,06	0,78	4,08	4,62	405,98	0,00	405,98
Сведения о перспективном строительстве тепловых сетей котельной №43									
100	100	1 238,96	1,06	0,78	4,08	4,62	1 159,95	0,00	1 159,95
Итого (без НДС)							54 046,67	8 769,48	62 816,15
НДС (18%)							9 728,40	1 578,51	11 306,91
Итого с НДС							63 775,07	10 347,99	74 123,06

Наимен. начала участка	Наимен. конца участка	Диаметр до реконструкции, мм	Диаметр после реконструкции, мм	Длина, м	Коэффициент на проведение работ в стесненных условиях городской застройки	Территориальный коэффициент для перевода в цены Ленинградской области (по приложению 17 к УНЦС)	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 1 кв. 2012 г. к ФЕР-2001	Индекс изменения сметной стоимости СМР внешних инженерных сетей теплоснабжения для Ленинградской области на 4 кв. 2014 г. к ФЕР-2001	Стоимость работ по прокладке тепловых сетей в Ленинградской области, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.	Затраты на демонтажные работы, тыс.руб.	Общая стоимость работ по перекладке тепловых сетей, в ценах 4 кв.2014 г., без НДС, тыс.руб.
Перечень участков тепловых сетей котельной №21, реконструируемых с изменением диаметров (контур отопление)											
УТ-1а	ул.Введенского. д.4	50	70	10	1,06	0,78	4,08	4,62	109,57	23,01	132,58
УТ-1а	УТ-8б	100	200	45	1,06	0,78	4,08	4,62	733,26	153,98	887,25
УТ-8	ул. Урицкого, д.11а	80	100	55	1,06	0,78	4,08	4,62	637,97	133,97	771,94
УТ-8	УТ-9а	100	200	125	1,06	0,78	4,08	4,62	2 036,84	427,74	2 464,57
УТ-9а	УТ-10	100	200	125	1,06	0,78	4,08	4,62	2 036,84	427,74	2 464,57
УТ-10	ул.Введенского. д.3	80	100	5	1,06	0,78	4,08	4,62	58,00	12,18	70,18
УТ-10	ул. Пролетарская, д.1	100	150	32	1,06	0,78	4,08	4,62	454,51	95,45	549,96
УТ-1	УТ-1а	100	200	20	1,06	0,78	4,08	4,62	325,89	68,44	394,33
УТ-1	УТ-2	100	200	55	1,06	0,78	4,08	4,62	896,21	188,20	1 084,41
УТ-2	ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ"	50	70	50	1,06	0,78	4,08	4,62	547,86	115,05	662,91
УТ-19с	УТ-19б	50	70	12	1,06	0,78	4,08	4,62	131,49	27,61	159,10
УТ-19б	ул.Введенского. д.2	50	70	12	1,06	0,78	4,08	4,62	131,49	27,61	159,10
УТ-19	УТ-2	100	200	90	1,06	0,78	4,08	4,62	1 466,52	307,97	1 774,49
УТ-36	УТ-3а	100	200	45	1,06	0,78	4,08	4,62	733,26	153,98	887,25
УТ-3а	УТ-4а	100	200	50	1,06	0,78	4,08	4,62	814,73	171,09	985,83
УТ-4а	ул.Введенского. д.15	50	80	30	1,06	0,78	4,08	4,62	343,18	72,07	415,25
УТ-4а	УТ-4	100	200	50	1,06	0,78	4,08	4,62	814,73	171,09	985,83
УТ-4в	УТ-4	100	200	30	1,06	0,78	4,08	4,62	488,84	102,66	591,50
ул.Введенского. д.17	УТ-5а	50	80	17	1,06	0,78	4,08	4,62	194,47	40,84	235,31
УТ-5а	УТ-5	100	150	50	1,06	0,78	4,08	4,62	710,18	149,14	859,31
УТ-5а	ул.Введенского. д.13	50	80	30	1,06	0,78	4,08	4,62	343,18	72,07	415,25
УТ-5а	УТ-4в	100	200	50	1,06	0,78	4,08	4,62	814,73	171,09	985,83
УТ-6	УТ-7	100	150	50	1,06	0,78	4,08	4,62	710,18	149,14	859,31
УТ-8б	УТ-8	125	200	5	1,06	0,78	4,08	4,62	81,47	17,11	98,58
ул. Садовая, д.5	Админ. Дружногорского г.п.	100	150	180	1,06	0,78	4,08	4,62	2 556,63	536,89	3 093,53
УТ-19	УТ-3б	100	200	45	1,06	0,78	4,08	4,62	733,26	153,98	887,25
УТ-21	Р-5	80	100	118	1,06	0,78	4,08	4,62	1 368,74	287,43	1 656,17
Перечень участков тепловых сетей котельной №21, реконструируемых с изменением диаметров (контур ГВС)											
УТ-1а	УТ-8б	125	100	50	1,06	0,78	4,08	4,62	579,97	121,79	701,77
УТ-8	ул. Урицкого, д.11а	100	50	70	1,06	0,78	4,08	4,62	725,40	152,33	877,73
УТ-8	УТ-9а	100	50	250	1,06	0,78	4,08	4,62	2 590,70	544,05	3 134,75
УТ-10	ул. Пролетарская, д.1	100	50	32	1,06	0,78	4,08	4,62	331,61	69,64	401,25
УТ-1	УТ-1а	125	100	20	1,06	0,78	4,08	4,62	231,99	48,72	280,71

УТ-1	УТ-2	125	100	55	1,06	0,78	4,08	4,62	637,97	133,97	771,94
УТ-16	УТ-10	125	50	12	1,06	0,78	4,08	4,62	124,35	26,11	150,47
УТ-10	УТ-11	125	50	35	1,06	0,78	4,08	4,62	362,70	76,17	438,86
УТ-3а	ул. Здравомыслова, д.8	100	50	20	1,06	0,78	4,08	4,62	207,26	43,52	250,78
УТ-3а	УТ-4а	125	100	50	1,06	0,78	4,08	4,62	579,97	121,79	701,77
УТ-4а	УТ-4	125	100	50	1,06	0,78	4,08	4,62	579,97	121,79	701,77
УТ-12	МДОУ "Детский сад № 37"	100	50	50	1,06	0,78	4,08	4,62	518,14	108,81	626,95
УТ-4в	УТ-4	125	100	30	1,06	0,78	4,08	4,62	347,98	73,08	421,06
УТ-6	Админ. Дружногор.г.п.-баня	100	50	35	1,06	0,78	4,08	4,62	362,70	76,17	438,86
УТ-6	УТ-6	100	50	21	1,06	0,78	4,08	4,62	217,62	45,70	263,32
ГБУЗ ЛО "Гатчинская КМБ"	МБУ "Центр соц.обсл.граждан"	100	50	0,1	1,06	0,78	4,08	4,62	1,04	0,22	1,25
УТ-8б	УТ-8	125	100	19	1,06	0,78	4,08	4,62	220,39	46,28	266,67
ул.Введенского. д.6	УТ-8б	100	50	10	1,06	0,78	4,08	4,62	103,63	21,76	125,39
УТ-7	УТ	70	50	15	1,06	0,78	4,08	4,62	155,44	32,64	188,08
УТ-16	УП-4	125	50	41	1,06	0,78	4,08	4,62	424,87	89,22	514,10
УП-4	ул. Здравомыслова, д.8	125	50	10	1,06	0,78	4,08	4,62	103,63	21,76	125,39

Перечень участков тепловых сетей котельной №43, реконструируемых с изменением диаметров

Котельная №43	TK-1	150	200	284	1,06	0,78	4,08	4,62	4 627,69	971,82	5 599,51
TK-1	P-1	150	200	68	1,06	0,78	4,08	4,62	1 108,04	232,69	1 340,73
P-1	TK-6	150	200	36	1,06	0,78	4,08	4,62	586,61	123,19	709,80
TK-2	TK-3	125	150	62	1,06	0,78	4,08	4,62	880,62	184,93	1 065,55
TK-3	TK-6	125	150	64	1,06	0,78	4,08	4,62	909,03	190,90	1 099,92
TK-2	P-2	125	150	46	1,06	0,78	4,08	4,62	653,36	137,21	790,57
P-2	P-11	150	200	24	1,06	0,78	4,08	4,62	391,07	82,13	473,20
P-11	TK-6	150	200	38	1,06	0,78	4,08	4,62	619,20	130,03	749,23
P-2	TK-4	80	125	31	1,06	0,78	4,08	4,62	396,52	83,27	479,79
TK-4	ул. Совхозная д.17	80	100	30	1,06	0,78	4,08	4,62	347,98	73,08	421,06
Итого (без НДС)									40 201,50	8 442,32	48 643,82
НДС (18%)									7 236,27	1 519,62	8 755,89
Итого с НДС									47 437,77	9 961,93	57 399,70

Согласно пунктам 8 и 9 статьи 29 главы 7 Федеральный закон от 27.07.2010 N 190-ФЗ (ред. от 07.05.2013) «О теплоснабжении»:

- с 1 января 2013 года подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается (часть 8 введена Федеральным законом от 07.12.2011 N 417-ФЗ (ред. 30.12.2012));

- с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается (часть 9 введена Федеральным законом от 07.12.2011 N 417-ФЗ).

В соответствии с данными пунктами схемой теплоснабжения к 2022 году предусматривается перевод всех существующих потребителей на закрытую схему горячего водоснабжения.

В качестве основного мероприятия по переходу от открытой к закрытой схеме теплоснабжения предусматривается строительство индивидуальных тепловых пунктов (ИТП).

В соответствии со схемой теплоснабжения планируется установить 14 ИТП, мощностью до 0,5 Гкал/час.

Объем инвестиций, необходимых для строительства ИТП в Дружногорском городском поселении определен на основании данных поставщиков оборудования, а также стоимостных показателей объектов-аналогов и составляет 13 440 тыс. рублей (в ценах 2014 г.).

10.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

В соответствии с действующим законодательством и по согласованию с органами тарифного регулирования в тарифы теплоснабжающих и теплосетевых организаций может включаться инвестиционная составляющая, необходимая для реализации инвестиционных проектов по развитию системы теплоснабжения.

По результатам анализа основных источников финансирования мероприятий в сфере энергоснабжения в качестве основного источника финансирования инвестиций в развитие системы теплоснабжения Дружногорского городского поселения предлагается привлечение дополнительных средств от результатов основной деятельности предприятия за счет введения инвестиционной надбавки в тариф.

Приемлемая тарифная нагрузка на потребителей и доступность услуг теплоснабжения потребителям при реализации инвестиционной программы может быть обеспечена при условии оказания мер государственной поддержки населению, т.е. за счет бюджетной составляющей.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни тарифов на тепловую энергию (мощность) устанавливаются федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов с учетом инвестиционных программ регулируемых организаций, утвержденных в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Под инвестиционной программой понимается программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по строительству, капитальному ремонту, реконструкции и модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения.

Утверждение инвестиционных программ осуществляется органами исполнительной власти субъектов РФ по согласованию с органами местного самоуправления.

В инвестиционную программу подлежат включению инвестиционные проекты, целесообразность реализации которых обоснована в схеме теплоснабжения.

Тарифы устанавливаются на основании необходимой валовой выручки, определенной для соответствующего регулируемого вида деятельности, и расчетного объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг) на

расчетный период регулирования, определенного в соответствии со схемой теплоснабжения.

10.3. Расчет эффективности инвестиций

10.3.1. Методика оценки эффективности инвестиций

Оценка эффективности инвестиций в развитие СЦТ Дружногорского городского поселения выполнена в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов», утвержденными Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике №ВК 477 от 21.06.1999 г., а также с использованием «Рекомендаций по оценке экономической эффективности инвестиционного проекта теплоснабжения», разработанных НП «АБОК» в 2005 г.

Основными критериями оценки эффективности инвестиций являются:

чистый дисконтированный доход (NPV) характеризует интегральный эффект от реализации проекта и определяется, как величина, полученная дисконтированием разницы между всеми годовыми оттоками и притоками реальных денег, накапливаемых в течение горизонта планирования.

внутренняя норма прибыли проекта (IRR) – это ставка дисконтирования, при которой дисконтированная стоимость притоков реальных денег равна дисконтированной стоимости оттоков. Другими словами, это ставка дисконтирования, при которой $NPV=0$, т.е. норма прибыли на располагаемые инвестиционные ресурсы.

Срок окупаемости служит для определения степени рисков реализации проекта и ликвидности инвестиций. Различают простой срок окупаемости и дисконтированный.

Простой срок окупаемости (PP) – это период времени, по окончании которого чистый объем поступлений (доходов) перекрывает объем инвестиций (расходов) в проект, и соответствует периоду, при котором накопительное значение чистого потока наличности изменяется с отрицательного на положительное.

Расчет дисконтированного срока окупаемости (DPP) проекта осуществляется по накопительному дисконтированному чистому потоку наличности. Дисконтированный срок окупаемости в отличие от простого учитывает стоимость капитала.

10.3.2. Экономическое окружение проекта

Для приведения финансовых параметров проекта к ценам соответствующих лет применены индексы роста цен и тарифов на топливо и энергию, приведенные в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года, разработанном Минэкономразвития РФ от 08.11.2013 г.

Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года базируется на сценарных условиях прогноза долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года с учетом параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2013 год и плановый период 2014 и 2015 годов, а также подготовленных на их основе прогнозных материалах федеральных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

В «Прогнозе...» рассмотрены три варианта сценария социально-экономического развития в долгосрочной перспективе – консервативный, инновационный и целевой (форсированный).

Консервативный сценарий (вариант 1) характеризуется умеренными долгосрочными темпами роста экономики на основе активной модернизации топливно-энергетического и сырьевого секторов российской экономики при сохранении относительного отставания в гражданских высокотехнологичных секторах.

Инновационный сценарий (вариант 2) характеризуется усилением инвестиционной направленности экономического роста. Сценарий опирается на создание современной транспортной инфраструктуры и конкурентоспособного сектора высокотехнологичных производств и экономики знаний наряду с модернизацией энерго-сырьевого комплекса.

Целевой (форсированный) сценарий (вариант 3) разработан на базе инновационного сценария, при этом он характеризуется форсированными темпами

роста, повышенной нормой накопления частного бизнеса, созданием масштабного несырьевого экспортного сектора и значительным притоком иностранного капитала.

Для оценки эффективности инвестиций в развитие системы теплоснабжения Дружногорском городском поселении в расчеты заложены индексы роста цен по консервативному сценарию (наихудший вариант).

Ставка дисконтирования принята в расчетах 10 %.

10.3.3. Оценка эффективности инвестиций.

Возврат инвестиций в модернизацию централизованной системы теплоснабжения Дружногорском городском поселении предполагается осуществлять за счет снижения себестоимости производства тепловой энергии.

Снижение себестоимости происходит за счет значительного повышения эффективности производства тепловой энергии за счет применения современных технологий. При этом основное снижение себестоимости происходит за счет снижения затрат на топливо, а также тепловых потерь в сетях.

Расчет эффективности инвестиций представлен в таблице 10.2.

Таблица 10.2. Расчет эффективности инвестиций

Наименование	ед. измер.	Год																
		2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030
Индексы-дефляторы к предшествующему году																		
Природный газ		1,000	1,022	1,048	1,047	1,045	1,043	1,038	1,034	1,030	1,028	1,027	1,026	1,024	1,022	1,021	1,020	
Капитальные вложения		1,000	1,051	1,051	1,060	1,050	1,047	1,039	1,040	1,034	1,029	1,026	1,026	1,026	1,024	1,021	1,021	
Коэффициент дисконта		1,0000	0,9091	0,8264	0,7513	0,6830	0,6209	0,5645	0,5132	0,4665	0,4241	0,3855	0,3505	0,3186	0,2897	0,2633	0,2394	0,2176
Капитальные затраты СЦТ котельных в т.ч.:	тыс. руб.	0	0	18 182	17 169	12 877	9 121	17 445	31 026	29 593	33 793	29 593	0	0	0	0	0	
Строительство и реконструкция источников	тыс. руб.	-	-	18 182	17 169	12 877	9 121	4 292	1 434	-	4 200	-	-	-	-	-	-	
Строительство и реконструкция сетей	тыс. руб.							13 152	29 593	29 593	29 593	29 593						
Капитальные затраты СЦТ котельных в прогнозных ценах	тыс. руб.	0	0	18 182	17 169	12 877	9 121	21 887	42 586	42 543	49 980	44 906	0	0	0	0	0	
Выработка тепловой энергии котельной №7	Гкал	18081,74	20218,55	20219,08	20007,24	21524,71	21524,71	20291,68	20291,68	20291,68	20291,68	20291,68	21116,93	21116,93	21116,93	21116,93	21116,93	
Выработка тепловой энергии котельной №40	Гкал	7702,34	9310,77	9310,50	9310,50	9310,50	9310,50	8832,51	8832,51	8832,51	8832,51	8832,51	8832,51	8832,51	8832,51	8832,51	8832,51	
Экономия тепловой энергии за счет снижения потерь в сетях котельной №7	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1285,68	1285,68	1285,68	1285,68	1285,68	1337,97	1337,97	1337,97	1337,97	1337,97	
Экономия тепловой энергии за счет снижения потерь в сетях котельной №40	Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	944,65	944,65	944,65	944,65	944,65	944,65	944,65	944,65	944,65	944,65	
Снижение удельного расхода топлива котельной №7	кг.у.т./Гкал	0,00	0,00	0,00	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	
Снижение удельного расхода топлива котельной №40	кг.у.т./Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Экономия топлива за счет снижения УРУТ и потерь в сетях	тыс. м3	0,0	0,0	0,0	237,6	255,7	255,7	542,4	542,4	542,4	542,4	542,4	559,3	559,3	559,3	559,3	559,3	
Цена природного газа в прогнозных ценах	руб./тыс. м3	4 458,75	4 556,31	4 777,14	5 000,05	5 223,34	5 449,13	5 658,80	5 851,93	6 029,18	6 196,00	6 362,23	6 527,83	6 686,53	6 835,76	6 977,86	7 116,29	7 257,52
Экономия затрат на топливо	тыс. руб.	0	0	0	1 188	1 335	1 393	3 069	3 174	3 270	3 361	3 451	3 651	3 740	3 823	3 903	3 980	4 059
Чистый поток денежных средств	тыс. руб.	0	0	-18 182	-15 981	-11 542	-7 728	-18 818	-39 412	-39 273	-46 620	-41 456	3 651	3 740	3 823	3 903	3 980	4 059
Нарастающим итогом	тыс. руб.	0	0	-18 182	-34 164	-45 705	-53 434	-72 252	-111 663	-150 937	-197 556	-239 012	-235 361	-231 621	-227 798	-223 896	-219 916	-215 857
Дисконтированный чистый поток	тыс. руб.	0	0	-15 027	-12 007	-7 883	-4 799	-10 622	-20 224	-18 321	-19 771	-15 983	1 280	1 192	1 107	1 028	953	883
Нарастающим итогом	тыс. руб.	0	0	-15 027	-27 034	-34 917	-39 715	-50 338	-70 562	-88 883	-108 655	-124 638	-123 358	-122 167	-121 059	-120 031	-119 079	-118 195
NPV	тыс. руб.	-118 195																
IRR	%	0																

В результате расчетов показателей экономической эффективности инвестиций в мероприятия по модернизации системы теплоснабжения получены следующие результаты:

- $NPV = -118\ 195$ млн. руб.
- $IRR = 0\%$;
- Простой и дисконтированный срок окупаемости не достигаются в рассматриваемый период.

На основании результата расчетов можно сделать вывод о том, что предлагаемые мероприятия экономически неэффективны. Однако, реализация мероприятий необходима для обеспечения качественного и надежного теплоснабжения существующих и перспективных потребителей. Таким образом, для финансирования мероприятий в развитие системы теплоснабжения Дружногорского городского поселения предлагается привлечение дополнительных средств от результатов основной деятельности предприятия за счет введения инвестиционной надбавки в тариф.

10.1. Расчет ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

В соответствии с Приказом Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области №203-п от 13.12.2013 тариф на тепловую энергию для населения в Дружногорском городском поселении составляет 2111,6 руб./Гкал в 2014 году.

Индексы роста цен на тепловую энергию приняты в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года, разработанным Минэкономразвития РФ от 08.11.2013 г. Однако Министерство экономического развития отмечает, что региональные власти вправе устанавливать и более высокие тарифы на тепловую энергию, если существует критическая потребность в инвестициях в теплоэнергетический сектор региона.

Расчет тарифных последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения приведен в таблице 10.3.

В результате проведенных расчетов получено, что в случае отказа от проведения мероприятий по модернизации системы теплоснабжения Дружногорского городского поселения тарифы на тепловую энергию будут изменяться следующим образом:

- С 2111,6 руб./Гкал в 2014 г. до 3991,2 руб./Гкал в 2030 г.

Реализация мероприятий по модернизации системы теплоснабжения приведет к сокращению себестоимости производства и передачи тепловой энергии, соответственно, тариф на тепловую энергию в течение периода рассмотрения будет изменяться следующим образом:

- С 2111,6 руб./Гкал в 2014 г. до 3913,1 руб./Гкал в 2030 г.

При введении в тариф инвестиционной составляющей в размере 40% от общего объема капиталовложений тариф на тепловую энергию для потребителей будет изменяться с 2111,6 руб./Гкал в 2014 г. до 4183,5 руб./Гкал в 2030 г.

График изменения тарифа представлен на рисунке 10.1.

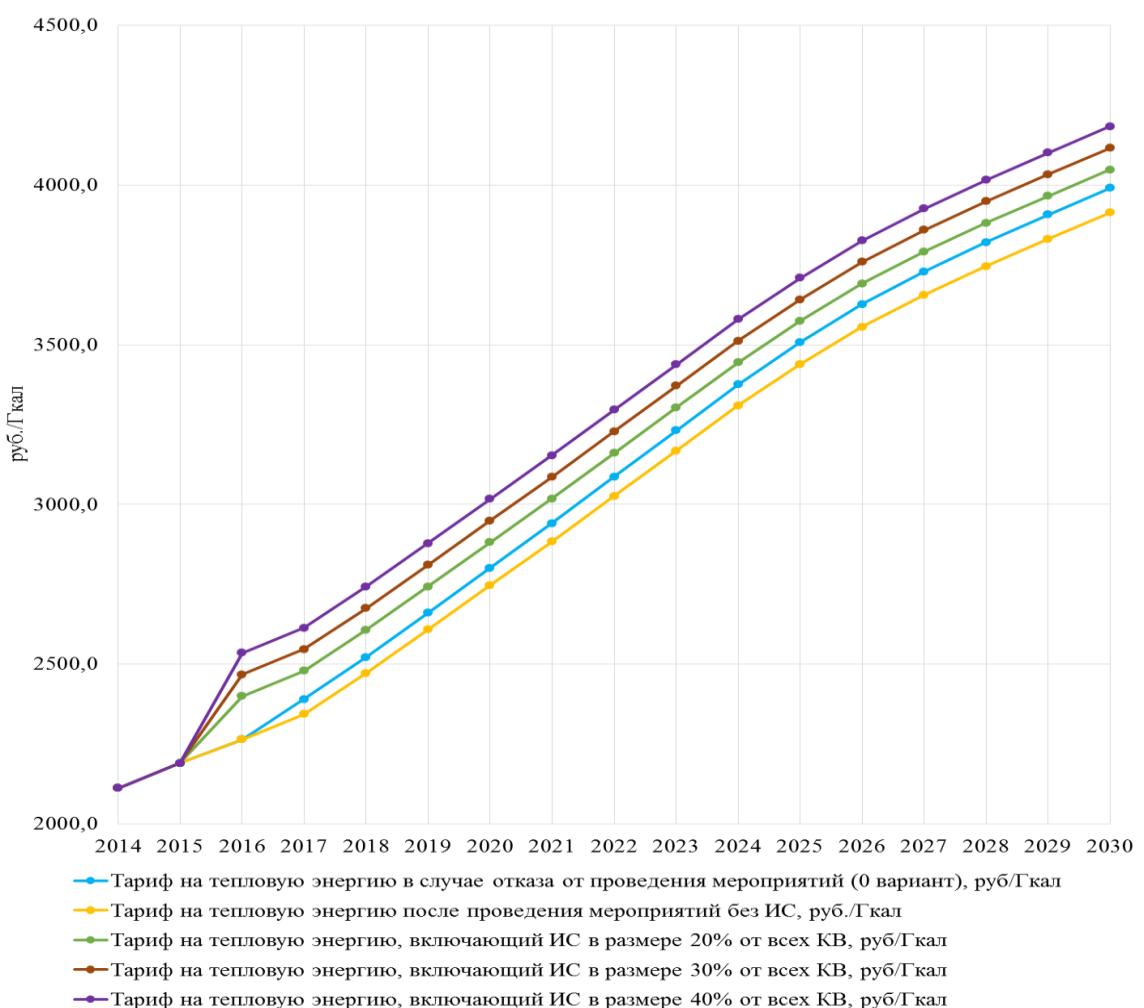


Рисунок 10.1. Динамика изменения тарифов на тепловую энергию

Таблица 10.3. Ценовые последствия для потребителей при введении в тариф инвестиционной составляющей (от 20% до 40%)

Источник т/с	Значения показателей в течение рассматриваемого периода реализации схемы теплоснабжения																	
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Тепловая энергия	1,000	1,037	1,034	1,055	1,055	1,055	1,053	1,050	1,050	1,047	1,045	1,039	1,034	1,028	1,025	1,023	1,021	
Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал	1,000	1,037	1,034	1,055	1,055	1,055	1,053	1,050	1,050	1,047	1,045	1,039	1,034	1,028	1,025	1,023	1,021	
Всего капиталовложений, тыс.руб. (с НДС)	22656	23046	23046	23046	24259	24259	25957	25957	25957	25957	25957	26693	26693	26693	26693	26693	26693	
Тариф на тепловую энергию в случае отказа от проведения мероприятий (0 вариант), руб./Гкал	0	0	18 182	17 169	12 877	9 121	21 887	42 586	42 543	49 980	44 906	0	0	0	0	0	0	
Тариф на тепловую энергию после проведения мероприятий без ИС, руб./Гкал	2111,6	2189,8	2264,2	2389,9	2520,9	2659,7	2801,1	2940,2	3086,2	3231,2	3375,5	3507,6	3626,9	3729,1	3820,5	3907,2	3991,2	
Выручка от реализации тепловой энергии по тарифу без ИС, тыс.руб.	2111,6	2189,8	2264,2	2343,1	2471,6	2607,7	2746,3	2882,8	3025,9	3168,1	3309,5	3439,1	3556,0	3656,2	3745,8	3830,8	3913,1	
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 20% от всех КВ, млн.руб.	47 842	50 464	52 180	53 999	59 959	63 261	71 287	74 829	78 544	82 235	85 906	91 799	94 921	97 594	99 986	102 256	104 453	
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 20% от всех КВ, руб./Гкал	47 842	50 464	55 296	57 115	63 238	66 540	74 796	78 338	82 053	85 744	89 415	95 407	98 529	101 202	103 595	105 865	108 062	
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 30% от всех КВ, млн.руб.	2111,6	2189,8	2399,4	2478,3	2606,8	2742,9	2881,5	3018,0	3161,1	3303,2	3444,7	3574,3	3691,2	3791,3	3881,0	3966,0	4048,3	
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 30% от всех КВ, руб./Гкал	47 842	50 464	56 853	58 672	64 878	68 180	76 551	80 093	83 807	87 498	91 169	97 212	100 333	103 006	105 399	107 669	109 866	
Необходимая выручка от реализации тепловой энергии при включении в тариф ИС в размере 40% от всех КВ, млн.руб.	2111,6	2189,8	2467,0	2545,9	2674,4	2810,5	2949,1	3085,5	3228,7	3370,8	3512,3	3641,9	3758,8	3858,9	3948,6	4033,6	4115,9	
Тариф на тепловую энергию, включающий ИС в размере 40% от всех КВ, руб./Гкал	47 842	50 464	58 411	60 230	66 518	69 820	78 305	81 847	85 562	89 253	92 924	99 016	102 138	104 811	107 203	109 473	111 670	

11. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Критерии определения единой теплоснабжающей организации утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 года №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более) или органа местного самоуправления (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа.

В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение трех рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности размещать соответствующую информацию на своих официальных сайтах, необходимая информация может размещаться на официальном сайте субъекта Российской Федерации, в границах которого находится соответствующее муниципальное образование. Поселения, входящие в муниципальный район, могут размещать необходимую информацию на официальном сайте этого муниципального района.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на пять процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению

гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Организация может утратить статус единой теплоснабжающей организации в следующих случаях:

- систематическое (три и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств, предусмотренных условиями договоров. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;
- принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации,

имеющей статус единой теплоснабжающей организации, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации;

- принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, банкротом;
- прекращение права собственности или владения источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;
- несоответствие организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;
- подача организацией заявления о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации.

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

На территории Дружногорского городского поселения деятельность в сфере теплоснабжения осуществляет единственная теплоснабжающая организация ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района».

В соответствии с критериями выбора теплоснабжающих организаций схемой теплоснабжения предлагается наделить статусом единой теплоснабжающей организации ОАО «Коммунальные системы Гатчинского района».