

**СОГЛАСОВАНО:**

Генеральный директор  
ООО «Электронсервис»

**СОГЛАСОВАНО:**

Директор Муниципального унитарного  
предприятия «Фонд имущества»

\_\_\_\_\_ А.Н. Сова

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.

\_\_\_\_\_ О.Н. Грязнов

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ  
«ПОСЁЛОК САНДОВО»  
ДО 2028 ГОДА**



Гатчина

2013

## Оглавление

<b>АННОТАЦИЯ</b> .....	<b>5</b>
<b>Введение</b> .....	<b>6</b>
<b>Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения</b> .....	<b>11</b>
1.1 Функциональная структура теплоснабжения .....	11
1.2 Источники тепловой энергии .....	13
1.2.1 Котельная №1 .....	13
1.2.2 Котельная №2 .....	20
1.2.3 Котельная №3 .....	24
1.2.4 Котельная №4 .....	29
1.2.5 Котельная №5 .....	34
1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты .....	40
1.3.1 Тепловые сети котельной №1 .....	56
1.3.2 Тепловые сети котельной №2 .....	61
1.3.3 Тепловые сети котельной №3 .....	65
1.3.4 Тепловые сети котельной №4 .....	69
1.3.5 Тепловые сети котельной №5 .....	73
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии .....	77
1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии. ....	79
1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии. ....	82
1.6.1. Баланс тепловой мощности котельной №1 .....	82
1.6.2. Баланс тепловой мощности котельной №2 .....	83
1.6.3. Баланс тепловой мощности котельной №3 .....	84
1.6.4. Баланс тепловой мощности котельной №4 .....	85
1.6.5. Баланс тепловой мощности котельной №5 .....	86

1.7. Балансы теплоносителя .....	87
1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом. ....	91
1.9. Надёжность теплоснабжения.....	94
1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	99
1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения .....	105
1.12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения .....	106
<b>Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения</b>	<b>110</b>
2.1 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.....	110
2.2 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя с разделением по видам потребления в расчетных элементах территориального деления в зоне действия централизованного теплоснабжения	117
<b>Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения.....</b>	<b>118</b>
<b>Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки.....</b>	<b>122</b>
4.1 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей и располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии .....	122
4.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя с целью определения возможности обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей .....	123
4.2.1. Перспективный гидравлический расчёт тепловых сетей котельной №1 .....	124
4.2.2. Перспективный гидравлический расчёт тепловых сетей котельной №3.....	129
4.2.3. Перспективный гидравлический расчёт тепловых сетей котельной №4.....	133
4.2.4. Перспективный гидравлический расчёт тепловых сетей котельной №5.....	136
4.2.5. Гидравлический расчет объединенной тепловой сети котельных №1 и №5..	143
4.3 Выводы о резервах существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.....	151
<b>Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому</b>	

<i>первооружению источников тепловой энергии</i> .....	152
6.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения .....	152
6.2 Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления .....	155
6.3 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, а также предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии.....	156
<b>Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них</b> .....	<b>161</b>
7.1 Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную комплексную застройку во вновь осваиваемых районах поселения.....	161
7.2 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса .....	162
<b>Глава 8. Перспективные топливные балансы</b> .....	<b>164</b>
<b>Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения</b> .....	<b>166</b>
<b>Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое первооружение</b> .....	<b>171</b>
10.1 Инвестиции в источники.....	171
10.1.1 Котельная №1 .....	171
10.1.2 Котельная №2 .....	171
10.1.3 Котельная №3 .....	171
10.1.4 Котельная №4 .....	171
10.2 Инвестиции в тепловые сети .....	171
10.3 Оценка финансовых потребностей для осуществления капитального ремонта источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	173
10.4 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности .....	175

## АННОТАЦИЯ

Данная работа выполнена в соответствии с Договором № 18-10-13-СТ от 16 сентября между ООО «Электронсервис» и Муниципальным унитарным предприятием «Фонд имущества», а также Техническим заданием, являющимся неотъемлемым приложением к Договору.

Цель настоящей работы: на основе анализа существующего состояния систем теплоснабжения Городского поселения поселок Сандово и проблем при производстве, распределении и потреблении тепловой энергии разработать возможные направления развития теплового хозяйства города, выбрать наиболее рациональные из них, определить эффективность принятых решений, обеспечивающих дальнейшее развитие города, оценить затраты на реализацию предлагаемых технических решений, экономическую эффективность и срок окупаемости по рекомендуемому варианту.

## ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

До недавнего времени, регулирование в сфере теплоснабжения производилось федеральными законами от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»,

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

В связи с чем, 27 июля 2010 года был принят Федеральный закон №190-ФЗ «О теплоснабжении». Федеральный закон устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей, потреблением тепловой энергии, тепловой мощности, теплоносителя с использованием систем теплоснабжения, созданием, функционированием и развитием таких систем, а также определяет полномочия органов государственной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов по регулированию и контролю в сфере теплоснабжения, права и обязанности потребителей тепловой энергии, теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций.

Федеральный закон вводит понятие схемы теплоснабжения, согласно которому:

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

### **Краткая характеристика ГП пос. Сандово**

Городское поселение – пос. Сандово является административным центром Сандовского муниципального района Тверской области. Поселок расположен у слияния рек Ратыня и Орудовка (бассейн Волги), в 248 км к северо-востоку от областного центра.

Через город проходит железная дорога, связывающая Сандово с Москвой, Санкт-Петербургом, Калязиным и Сонково.

С 1967 года центр Сандово стал поселком городского типа.

В настоящее время основу экономики поселка образует сельское хозяйство. В городе также имеются предприятия по переработке мяса, добыче песчано-гравийной смеси, строительству, лесозаготовке и переработке древесины.

Комплекс имеющихся в городе ресурсов и факторов развития создает предпосылки для экономического развития и повышения качества жизни населения.

В районе приняты и работают программы: «Развитие сельского хозяйства», «Жилище», «Улучшение водоснабжения населенных пунктов района», «Развитие образования», «Развитие сферы культуры», «Развитие здравоохранения».

В настоящее время в городе проживает ~ 3,4 тысячи человек, площадь городского поселения ~ 5,86 кв. км.

### **История**

Территория Сандовского района в раннем средневековье входила в состав Бежецкой пятины Новгородской земли и Бежецкого верха, в конце XV века вошла в состав Московского государства. В княжении Василия Темного (1425-1462 г.г.) значительная часть Сандовских земель была пожалована польскому вельможе Станиславу Мелецкому, перешедшему на московскую службу и принявшему православие.

Сандово впервые упомянуто в письменных источниках в 1500 году, как вклад В.А. Неледенского, одного из потомков Мелецкого, в Антониев Краснохолмский монастырь: «В том селе Сандово крестьянских и бобыльских 7 дворов».

Площадь района в его современных границах составляет 1608 квадратных километров. Территория Сандовского района, как и всей Тверской области, является частью Великой Русской равнины и представляет собой всхолмленную низменную равнину. В формировании современного рельефа большую роль сыграло Днепровское оледенение: отступавший ледник оставил за собой моренные гряды и низменности, прокладывались русла современных рек. Богата и разнообразна фауна нашего района. Здесь мы встречаем представителей почти всех царств животного мира. Наряду с крупными обитателями лесов: медведями, кабанами, лосями, есть и десятки мелких млекопитающих.



В августе 1929 года Сандовская, Лукинская и Топалковская волости образовали Сандовский район, в составе Бежецкого округа он вошел в Московскую область.

В 1932 году районный центр из села Сандово перенесен в деревню Орудово при железнодорожной станции Сандово, а само село Сандово было переименовано в Старое Сандово.

С 1935 года Сандовский район входит в состав Калининской области.

В феврале 1963 года Сандовский район был присоединен к Весьегонскому району, но в январе 1965 года восстановлен.

С 1967 года центр Сандово стал поселком городского типа.

В годы Великой Отечественной войны 1941-1945 годов жители района воевали на фронтах с немецко-фашистскими захватчиками. В 1941 – 1942 г.г. Сандовчане отправили 368 вагонов хлеба действующей Армии, 672 вагона хлеба получил фронт в 1943 – 1944 г.г., на строительство танковой колонны собрали 4,5 млн. рублей. Оказывали помощь жителям освобожденных районов области – отправлено 31,5 тыс. голов скота, тысячи предметов домашнего обихода, десятки пудов хлеба. С начала войны на фронт было мобилизовано 8586 человек, не вернулись с фронта 5840 человек. Более 2000 сандовчан награждены орденами и медалями. Пятерым жителям района присвоено звание Героев Советского Союза.

В честь 30-летия победы, 9 мая 1975 года, в поселке Сандово на привокзальной площади был открыт памятник воинам-землякам, павшим в боях за Родину в годы Великой Отечественной войны.

В 50-60-е годы быстро росла техническая оснащенность колхозов и совхозов Сандовского района. Хороших показателей в работе добились и промышленные предприятия. В 1966 году 92 передовика производства награждены орденами и медалями СССР.

В 70-е годы 14 передовиков производства были награждены орденом Ленина.

В 1973 году за успехи в земледелии Сандовский район был награжден Красным знаменем.

За труд и любовь к родному краю 2251 сандовчанин награжден медалью «Ветеран труда».

В 1978 году в поселке открыт филиал Краснохолмского СПТУ.

В 80-е годы в Сандовском районе завершается строительство лечебных корпусов районной больницы, трехэтажной пристройки Сандовской средней школы. В поселке построены новый дом культуры на 400 мест, новая аптека, автозаправочная станция, почта, АТС, новый железнодорожный вокзал, торговый центр, льнозавод. Ведется большое жилищное строительство.

В 2003 году начали свою работу такие организации и предприятия, как ООО «Горизонт» (строительство), ООО «Сангор» (переработка мяса), Спортивно-молодежный центр; в 2004 году - ООО «Арм-Росс» (добыча песчано-гравийной смеси), Культурно-молодежный центр (зал цифрового кино, компьютерный клуб).

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

## 1.1 Функциональная структура теплоснабжения

На территории ГП пос. Сандово располагается пять котельных. Все источники тепловой энергии и тепловые сети, находятся на балансе администрации городского поселения. Администрация городского поселения всю структуру теплоснабжения передала в хозяйственное ведение Муниципальному унитарному предприятию «Фонд имущества», который в свою очередь, из-за отсутствия надлежащей материально-технической базы, заключил договор на обслуживание системы теплоснабжения с ООО «АЛЪЯНС Сандовские Тепловые Сети».

Таким образом, выработку тепловой энергии, обслуживание оборудования и систем транспорта тепловой энергии от источника до потребителя осуществляет ООО "АЛЪЯНС Сандовские Тепловые Сети".



Также на территории ГП пос. Сандово сформированы зоны индивидуального теплоснабжения, преимущественно печного, число которых равно количеству

зданий с индивидуальным теплоснабжением. Зоны индивидуального теплоснабжения локализованы около зон действия централизованного теплоснабжения. Точная информация о количестве и установленной мощности индивидуальных теплогенераторов отсутствует.

## 1.2 Источники тепловой энергии

Отпуск тепловой энергии производится от котельных, перечень которых представлен в таблице 1.2.1.

**Таблица 1.2.1 Источники тепловой энергии**

№ п/п	Перечень котельных	Установленная мощность, Гкал/ч
<b>Централизованные котельные</b>		
1	Котельная №1	4,15
2	Котельная №2	1,62
3	Котельная №3	3,24
4	Котельная №4	1,38
5	Котельная №5	1,62

Все котельные ГП пос.Сандово работают по температурному графику 70-45°C.

### 1.2.1 Котельная №1

Котельная №1 расположена на ул. Советская. Установленная тепловая мощность котельной – 4,15 Гкал/час. Котельная обеспечивает тепловой энергией жилые дома и общественно-деловые застройки. Схема теплоснабжения закрытая, двухтрубная. Система ГВС отсутствует. На котельной установлены 6 водогрейных котлов:

- Три водогрейных котла на твердом топливе типа КВР - 0,8-95, тепловой мощностью 0,69 Гкал/час каждый;
- Один водогрейный котел на твердом топливе КВР – 0,63-95, тепловой мощностью 0,54 Гкал/час;
- Один водогрейный котел на жидком топливе КВТС – 10-150, тепловой мощностью 1,0 Гкал/час;
- Один водогрейный котел на жидком топливе КВГМ - 0,63-95, тепловой мощностью 0,54 Гкал/час.

В качестве твердого топлива в теплые месяцы отопительного периода используется каменный уголь марки ДГр, в холодные уголь марки - ДГПКО. Класс крупности, высшая и низшая температуры сгорания топлива, отражены в таблице 1.2.1.1

**Таблица 1.2.1.1. Характеристики топлива**

<b>Марка угля</b>	<b>ДГр</b>	<b>ДГПКО</b>
Класс крупности (мм)	0-300	25-200(300)
Теплота сгорания низшая (ккал/кг)	5500	5900
Теплота сгорания высшая (ккал/кг)	7800	7800

Для обеспечения работы жидкотопливных котлов, используется печное бытовое топливо, теплота сгорания – 9200 ккал/кг. Котлы на жидком топливе используются как резервные.

Котельная не оборудована системой водоподготовки. В качестве теплоносителя используется вода из городского водопровода.

Учет выработанной тепловой энергии и расхода холодной воды на котельной №1 не производится. В эксплуатации находится счетчик электрической энергии.

Основным видом топлива является каменный уголь. Жидкое печное топливо применяется, преимущественно, при наступлении низких отрицательных температур.

Аккумуляторные баки на котельной №1 не предусмотрены.

Технологическая схема котельной состоит из прямой и обратной магистрали теплосети. Вода, поступающая в котельную по обратной магистрали, направляется на всас сетевых насосов и далее подаётся насосами в котел. Нагретая до необходимой температуры вода направляется потребителям по прямой тепломагистрали.

Подпиточная вода, поступающая из водопровода, направляется непосредственно в обратную магистраль.

Режимные карты котлов представлены в табл. 1.2.1.1 – 1.2.1.4. Сведения о фактической выработке тепловой энергии за 2012 год представлены в табл. 1.2.1.5 и на рисунке 1.2.1.1. Сведения о составе и параметрах основного оборудования котельной представлены в таблице 1.2.1.6. В таблице 1.2.1.7 представлены данные по вспомогательному оборудованию котельной.

**Таблица 1.2.1.1 Режимная карта котла КВР-0,8-95**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Нагрузка котла в % от номинальной			
			60	75	90	100
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,42	0,52	0,63	0,69
2	Температура воды					
	На входе в котел	°С	57	71	86	95
	На выходе из котла	°С	42	52	67	70
3	Избыточное давление воды					
	На входе в котел	кгс/см <sup>2</sup>	4,8	4,8	4,8	4,8
	На выходе из котла	кгс/см <sup>2</sup>	2,6	2,6	2,6	2,6
4	Давление топлива на горелке	КПа				
5	Расход топлива	кг/час	185	231	277	308
6	Давление первичного топлива	КПа				
7	Давление вторичного воздуха	Па	300	370	420	450
8	Разрежение в топке	Па	20	20	20	20
9	Температура дымовых газов за котлом	°С	165	172	184	195
10	Содержание за котлом					
	СО <sub>2</sub>	%	8,3	8,7	10,3	10,9
	О <sub>2</sub>	%	10,3	9,7	7,6	6,8
	СО	%	0,16	0,22	0,26	0,29
11	Коэффициент избытка воздуха		1,57	1,52	1,39	1,40
12	КПД котлоагрегата брутто	%	43,5	44,1	44,4	44,5
13	Удельный расход условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг.у.т/Гкал	284,3	283,8	283,1	283,0

**Таблица 1.2.1.2 Режимная карта котла КВР-0,63-95**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Нагрузка котла в % от номинальной			
			60	75	90	100
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,33	0,41	0,49	0,54
2	Температура воды					
	На входе в котел	°С	57	71	86	95
	На выходе из котла	°С	42	52	67	70
3	Избыточное давление воды					
	На входе в котел	кгс/см <sup>2</sup>	4,8	4,8	4,8	4,8
	На выходе из котла	кгс/см <sup>2</sup>	2,6	2,6	2,6	2,6
4	Давление топлива на горелке	КПа				
5	Расход топлива	кг/час	143	179	214	238
6	Давление первичного топлива	КПа				
7	Давление вторичного воздуха	Па	300	380	430	500
8	Разрежение в топке	Па	20	20	20	20
9	Температура дымовых газов за котлом	°С	153	161	173	185
10	Содержание за котлом					
	СО <sub>2</sub>	%	8,0	8,4	10,0	10,6
	О <sub>2</sub>	%	10,0	9,4	7,3	6,5
	СО	%	0,13	0,19	0,23	0,26
11	Коэффициент избытка воздуха		1,58	1,53	1,41	1,4
12	КПД котлоагрегата брутто	%	43,6	44,2	44,4	44,5
13	Удельный расход условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг.у.т/Гкал	284,1	283,1	282,2	282,1

**Таблица 1.2.1.3 Режимная карта котла КВТС-10-150**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Нагрузка котла в % от номинальной	
			50	100
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,5	1,00
2	Температура воды			
	На входе в котел	°С	65	83
	На выходе из котла	°С	52	58
3	Избыточное давление воды			
	На входе в котел	кгс/см <sup>2</sup>	4,4	4,4
	На выходе из котла	кгс/см <sup>2</sup>	3,6	3,6
4	Давление топлива на горелке	КПа		
5	Расход топлива	кг/час	66,5	132,8
6	Давление первичного топлива	КПа		
7	Давление вторичного воздуха	Па		
8	Разрежение в топке	Па	2,0	2,0
9	Температура дымовых газов за котлом	°С	178	219
10	Содержание за котлом			
	СО <sub>2</sub>	%	11,4	13,4
	О <sub>2</sub>	%	5,8	3,2
	СО	%	1,1	2,3
11	Коэффициент избытка воздуха		1,42	1,22
12	КПД котлоагрегата брутто	%	82,8	82,9
13	Удельный расход условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг.у.т/Гкал	172,7	172,6

**Таблица 1.2.1.4 Режимная карта котла КВГМ-0,63-95**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Нагрузка котла в % от номинальной	
			50	100
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,27	0,54
2	Температура воды			
	На входе в котел	°С	65	83
	На выходе из котла	°С	52	58
3	Избыточное давление воды			
	На входе в котел	кгс/см <sup>2</sup>	4,4	4,4
	На выходе из котла	кгс/см <sup>2</sup>	3,6	3,6
4	Давление топлива на горелке	КПа		
5	Расход топлива	кг/час	66,5	132,8
6	Давление первичного топлива	КПа		
7	Давление вторичного воздуха	Па		
8	Разрежение в топке	Па	2,0	2,0
9	Температура дымовых газов за котлом	°С	178	219
10	Содержание за котлом			
	СО <sub>2</sub>	%	11,4	13,4
	О <sub>2</sub>	%	5,8	3,2
	СО	%	1,1	2,3
11	Коэффициент избытка воздуха		1,42	1,22
12	КПД котлоагрегата брутто	%	82,8	82,9
13	Удельный расход условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг.у.т/Гкал	172,7	172,6



Таблица 1.2.1.5 Выработка тепловой энергии котельной №1 за 2012 год

Котельная	Выработка тепловой энергии котельной, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии от котельной, Гкал	Потери тепловой энергии на тепловых сетях, Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
№1	2988	220	2768	260	2508

Выработка тепловой энергии Котельной №1

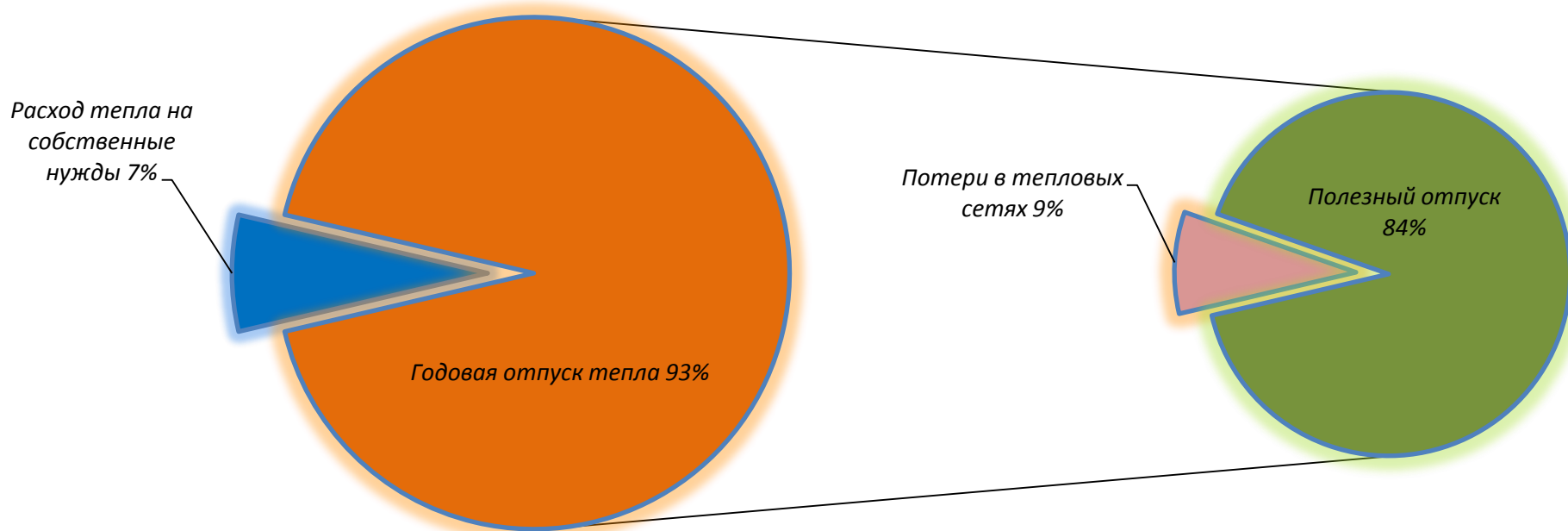


Рисунок 1.2.1.1 Выработка тепловой энергии котельной №1 за 2012 год

**Таблица 1.2.1.6 Основное оборудование котельной №1.**

Марка котла	Количество	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/ч	Максимальное давление котловой воды, кгс/см <sup>2</sup>	КПД, %	Топливо	
						Основное	Резервное
КВР-0,8-95	2	2009	0,69	4,8	75	каменный уголь	-
КВР-0,8-95	1	2010	0,69	4,8	75	каменный уголь	-
КВР-0,63-95	1	2013	0,54	4,8	75	каменный уголь	-
КВТС-10-150	1	2002	1,0	4,4	82,9	печное	-
КВГМ-0,63-95	1	2011	0,54	4,4	82,9	печное	-

**Таблица 1.2.1.7 Вспомогательное оборудование котельной №1**

Тип оборудования													
Насосы						Вентилятор				Дымосос			
Наим	Назначение	Год ввода в эксплуатацию	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод.ст.	Мощность э/д, кВт	Марка	Произв-ть, м <sup>3</sup> /ч	Мощность э/д, кВт	Год ввода в экспл.	Марка	Произв-ть, м <sup>3</sup> /ч	Мощность э/д, кВт	Год ввода в экспл.
КМ-100-80-160	сетевой	н/д	100	32	15	ВД-2,7	1100	1,5	н/д	ДН-6,3	3400	3	2012
КМ-100-80-160	сетевой	н/д	100	32	15	ВД-2,7	1100	1,5	н/д				
КМ-100-80-160	сетевой	н/д	100	32	15	ВД-2,5	3200	3	н/д				

## 1.2.2 Котельная №2

Котельная №2 расположена на ул. С. Кочуровой. Установленная тепловая мощность котельной – 1,62 Гкал/час. Котельная обеспечивает тепловой энергией здания ГБУЗ «Сандовская ЦРБ», жилой дом и общежитие. Схема теплоснабжения закрытая, двухтрубная. Система ГВС отсутствует. На котельной установлены 3 водогрейных котла на твердом топливе типа КВР-0,63-95, тепловой мощностью 0,54 Гкал/час каждый.

В качестве твердого топлива в теплые месяцы отопительного периода используется каменный уголь марки ДГр, в холодные уголь марки - ДГПКО. Класс крупности, высшая и низшая температуры сгорания топлива, отражены в таблице 1.2.2.1

**Таблица 1.2.2.1. Характеристики топлива**

<b>Марка угля</b>	<b>ДГр</b>	<b>ДГПКО</b>
Класс крупности (мм)	0-300	25-200(300)
Теплота сгорания низшая (ккал/кг)	5500	5900
Теплота сгорания высшая (ккал/кг)	7800	7800

Котельная не оборудована системой водоподготовки. В качестве теплоносителя используется вода из городского водопровода.

В эксплуатации находится счетчики холодной воды и электричества, а также ведется учет выработанной тепловой энергии, с помощью теплосчетчика ТЭМ-104.

Аккумуляторные баки на котельной №2 не предусмотрены.

Технологическая схема котельной состоит из прямой и обратной магистрали теплосети. Вода, поступающая в котельную по обратной магистрали, направляется на всас сетевых насосов и далее подается насосами в котел. Нагретая до необходимой температуры вода направляется потребителям по прямой тепломагистрали.

Подпиточная вода, поступающая из водопровода, направляется непосредственно в обратную магистраль.

Режимные карты котлов представлены в табл. 1.2.2.2. Сведения о фактической выработке тепловой энергии за 2012 год представлены в табл. 1.2.2.3 и на рисунке 1.2.1.1. Сведения о составе и параметрах основного оборудования котельной

представлены в таблице 1.2.1.6. В таблице 1.2.1.7 представлены данные по вспомогательному оборудованию котельной.

**Таблица 1.2.2.2 Режимная карта котла КВР-0,63-95**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Нагрузка котла в % от номинальной			
			60	75	90	100
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,33	0,41	0,49	0,54
2	Температура воды					
	На входе в котел	°С	57	71	86	95
	На выходе из котла	°С	42	52	67	70
3	Избыточное давление воды					
	На входе в котел	кгс/см <sup>2</sup>	2,4	2,4	2,4	2,4
	На выходе из котла	кгс/см <sup>2</sup>	2,0	2,0	2,0	2,0
4	Давление топлива на горелке	КПа				
5	Расход топлива	кг/час	143	179	214	238
6	Давление первичного топлива	КПа				
7	Давление вторичного воздуха	Па	300	380	430	500
8	Разрежение в топке	Па	20	20	20	20
9	Температура дымовых газов за котлом	°С	153	161	173	185
10	Содержание за котлом					
	СО <sub>2</sub>	%	8,0	8,4	10,0	10,6
	О <sub>2</sub>	%	10	9,4	7,3	6,5
	СО	%	0,13	0,19	0,23	0,26
11	Коэффициент избытка воздуха		1,58	1,53	1,41	1,40
12	КПД котлоагрегата брутто	%	43,6	44,2	44,4	44,5
13	Удельный расход условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг.у.т/Гкал	284,1	283,1	283,2	282,1

Таблица 1.2.2.3 Выработка тепловой энергии котельной №1 за 2012 год

Котельная	Выработка тепловой энергии котельной, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии от котельной, Гкал	Потери тепловой энергии на тепловых сетях, Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
№2	1897	140	1757	160	1597

Выработка тепловой энергии Котельной №2

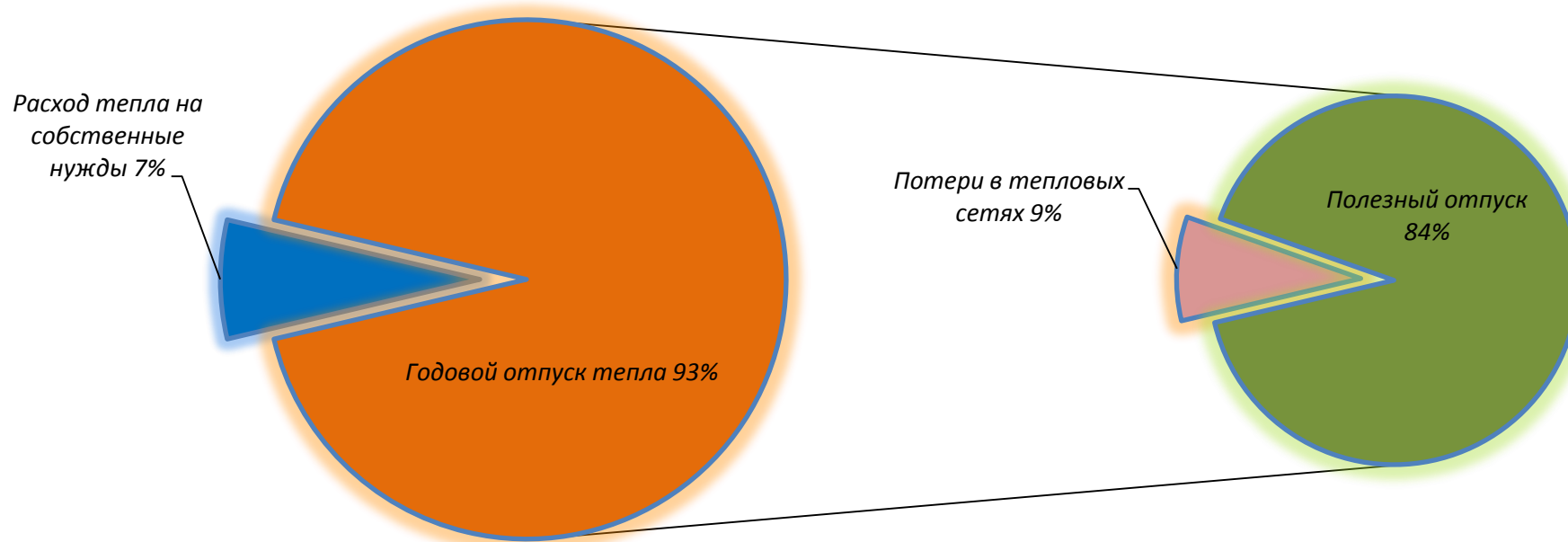


Рисунок 1.2.2.1 Выработка тепловой энергии котельной №2 за 2012 год

**Таблица 1.2.2.3 Основное оборудование котельной №2**

Марка котла	Количество	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/ч	Максимальное давление котловой воды, кгс/см <sup>2</sup>	КПД, %	Топливо	
						Основное	Резервное
КВР-0,63-95	1	2006	0,54	2,4	75	каменный уголь	-
КВР-0,63-95	1	2011	0,54	2,4	75	каменный уголь	-
КВР-0,63-95	1	2012	0,54	2,4	75	каменный уголь	-

**Таблица 1.2.2.4 Вспомогательное оборудование котельной №2**

Тип оборудования									
Насосы						Вентилятор			
Наим	Назначение	Год ввода в эксплуатацию	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод.ст.	Мощность э/д, кВт	Марка	Произв-ть, м <sup>3</sup> /ч	Мощность э/д, кВт	Год ввода в экпл.
КМ-100-80-160	сетевой	н/д	100	32	15	ВД-2,7	1100	1,5	н/д
КМ-100-80-160	сетевой	н/д	100	32	15	ВД-2,5	3200	3	2011
К 20/30	насос исходный воды	н/д	100	32	15	ВД-2,5	3200	3	2012

### 1.2.3 Котельная №3

Котельная №3 расположена на ул. Лесная. Установленная тепловая мощность котельной – 3,24 Гкал/час. Котельная обеспечивает тепловой энергией жилые дома и общественно-деловые застройки. Схема теплоснабжения закрытая, двухтрубная. Система ГВС отсутствует. На котельной установлены 6 водогрейных котлов:

- Три водогрейных котла на твердом топливе КВР – 0,63-95, тепловой мощностью 0,54 Гкал/час;
- Три водогрейных котла на жидком топливе КВР – 0,63-95, тепловой мощностью 0,54 Гкал/час;

В качестве твердого топлива в теплые месяцы отопительного периода используется каменный уголь марки ДГр, в холодные уголь марки - ДГПКО. Класс крупности, высшая и низшая температуры сгорания топлива, отражены в таблице 1.2.3.1

**Таблица 1.2.3.1. Характеристики топлива**

<b>Марка угля</b>	<b>ДГр</b>	<b>ДГПКО</b>
Класс крупности (мм)	0-300	25-200(300)
Теплота сгорания низшая (ккал/кг)	5500	5900
Теплота сгорания высшая (ккал/кг)	7800	7800

Для обеспечения работы жидкотопливных котлов, используется печное бытовое топливо, теплота сгорания – 9200 ккал/кг. Котлы на жидком топливе используются как резервные.

Котельная не оборудована системой водоподготовки. В качестве теплоносителя используется вода из городского водопровода.

В эксплуатации находится счетчик электрической энергии и холодной воды (ВК/Х-25). Учет выработанной тепловой энергии на котельной №3 не производится.

Основным видом топлива является каменный уголь. Жидкое печное топливо применяется преимущественно при наступлении низких отрицательных температур.



Аккумуляторные баки для воды на котельной №3 не предусмотрены. Для поддержания температуры печного топлива в заданных параметрах, в помещении котельной установлены расширители для жидкого топлива.

Технологическая схема котельной состоит из прямой и обратной магистрали теплосети. Вода, поступающая в котельную по обратной магистрали, направляется на всас сетевых насосов и далее подаётся насосами в котел. Нагретая до необходимой температуры вода направляется потребителям по прямой тепломагистрали.

Подпиточная вода, поступающая из водопровода, направляется непосредственно в обратную магистраль.

Режимные карты котлов представлены в табл. 1.2.3.2 – 1.2.3.3. Сведения о фактической выработке тепловой энергии за 2012 год представлены в табл. 1.2.3.4 и на рисунке 1.2.3.1. Сведения о составе и параметрах основного оборудования котельной представлены в таблице 1.2.3.5. В таблице 1.2.3.6 представлены данные по вспомогательному оборудованию котельной.

**Таблица 1.2.3.2 Режимная карта котла КВР-0,63-95 (твердотопливный)**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Нагрузка котла в % от номинальной			
			60	75	90	100
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,33	0,41	0,49	0,54
2	Температура воды					
	На входе в котел	°С	57	71	86	95
	На выходе из котла	°С	42	52	67	70
3	Избыточное давление воды					
	На входе в котел	кгс/см <sup>2</sup>	4,8	4,8	4,8	4,8
	На выходе из котла	кгс/см <sup>2</sup>	2,6	2,6	2,6	2,6
4	Давление топлива на горелке	КПа				
5	Расход топлива	кг/час	143	179	214	238
6	Давление первичного топлива	КПа				
7	Давление вторичного воздуха	Па	300	380	430	500
8	Разрежение в топке	Па	20	20	20	20
9	Температура дымовых газов за котлом	°С	153	161	173	185
10	Содержание за котлом					
	СО <sub>2</sub>	%	8,0	8,4	10,0	10,6
	О <sub>2</sub>	%	10,0	9,4	7,3	6,5
	СО	%	0,13	0,19	0,23	0,26
11	Коэффициент избытка воздуха		1,58	1,53	1,41	1,4
12	КПД котлоагрегата брутто	%	43,6	44,2	44,4	44,5
13	Удельный расход условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг.у.т/Гкал	284,1	283,1	282,2	282,1

**Таблица 1.2.3.3 Режимная карта котла КВР-0,63-95 (жидкотопливный)**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Нагрузка котла в % от номинальной	
			50	100
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,27	0,54
2	Температура воды			
	На входе в котел	°С	57	95
	На выходе из котла	°С	42	70
3	Избыточное давление воды			
	На входе в котел	кгс/см <sup>2</sup>	4,6	4,6
	На выходе из котла	кгс/см <sup>2</sup>	2,6	2,6
4	Давление топлива на горелке	КПа		
5	Расход топлива	кг/час	66,5	132,8
6	Давление первичного топлива	КПа		
7	Давление вторичного воздуха	Па		
8	Разрежение в топке	Па	2,0	2,0
9	Температура дымовых газов за котлом	°С	178	219
10	Содержание за котлом			
	СО <sub>2</sub>	%	11,4	13,4
	О <sub>2</sub>	%	5,8	3,2
	СО	%	1,1	2,3
11	Коэффициент избытка воздуха		1,42	1,22
12	КПД котлоагрегата брутто	%	82,8	82,9
13	Удельный расход условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг.у.т/Гкал	172,7	172,6

Таблица 1.2.3.4 Выработка тепловой энергии котельной №3 за 2012 год

Котельная	Выработка тепловой энергии котельной, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии от котельной, Гкал	Потери тепловой энергии на тепловых сетях, Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
№3	2574	190	2384	120	2174

**Выработка тепловой энергии Котельной №3**

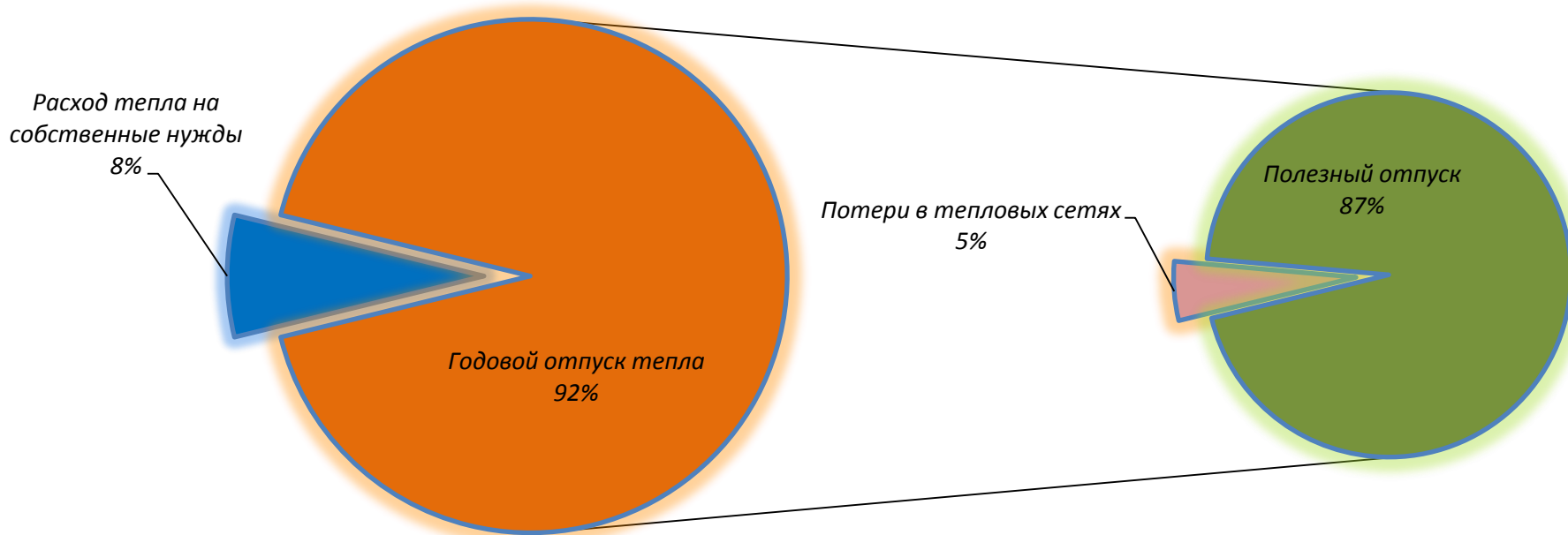


Рисунок 1.2.3.1 Выработка тепловой энергии котельной №3 за 2012 год

**Таблица 1.2.3.5 Основное оборудование котельной №3**

Марка котла	Количество	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/ч	Максимальное давление котловой воды, кгс/см <sup>2</sup>	КПД, %	Топливо	
						Основное	Резервное
КВР-0,63-95	1	2013	0,54	4,6	75	каменный уголь	-
КВР-0,63-95	1	2013	0,54	4,6	75	каменный уголь	-
КВР-0,63-95		2013	0,54	4,6	75	каменный уголь	-
КВР-0,63-95	1	2005	0,54	2,4	82,9	печное	-
КВР-0,63-95	1	2006	0,54	2,4	82,9	печное	-
КВР-0,63-95	1	2006	0,54	2,4	82,9	печное	-

**Таблица 1.2.3.6 Вспомогательное оборудование котельной №3**

Тип оборудования									
Насосы						Вентилятор			
Наим	Назначение	Год ввода в эксплуатацию	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод.ст.	Мощность э/д, кВт	Марка	Произв-ть, м <sup>3</sup> /ч	Мощность э/д, кВт	Год ввода в экспл.
КМ-100-80-160	сетевой	н/д	100	32	15	ВД-2,7	1100	1,5	н/д
КМ-100-80-160	сетевой	н/д	100	32	15	ВД-2,5	3200	3	2011
КМ-100-80-160	сетевой	н/д	100	50	30	ВД-2,5	3200	3	2009
К 20/30	насос для перекачки печного топлива	н/д	20	30	3,5				

#### 1.2.4 Котельная №4

Котельная №4 расположена по адресу п. Сандово, ул. Школьная. Установленная тепловая мощность котельной – 1,38 Гкал/час. Котельная обеспечивает тепловой энергией здание школы и училища. Схема теплоснабжения закрытая, двухтрубная. Система ГВС отсутствует. На котельной установлены 6 водогрейных котлов:

- Два водогрейных котла на твердом топливе КВР – 0,63-95, тепловой мощностью 0,54 Гкал/час каждый;
- Один водогрейный котел на твердом топливе КВР – 0,35-95, тепловой мощностью 0,3 Гкал/час;

В качестве твердого топлива в теплые месяцы отопительного периода используется каменный уголь марки ДГр, в холодные уголь марки - ДГПКО. Класс крупности, высшая и низшая температуры сгорания топлива, отражены в таблице 1.2.4.1. Резервное топливо отсутствует.

**Таблица 1.2.4.1. Характеристики топлива**

<b>Марка угля</b>	<b>ДГр</b>	<b>ДГПКО</b>
Класс крупности (мм)	0-300	25-200(300)
Теплота сгорания низшая (ккал/кг)	5500	5900
Теплота сгорания высшая (ккал/кг)	7800	7800

Котельная не оборудована системой водоподготовки. В качестве теплоносителя используется вода из городского водопровода.

В эксплуатации находится счетчик электричества, а также ведется учет выработанной тепловой энергии, с помощью теплосчетчика ТЭМ-104.

Аккумуляторные баки для воды на котельной №4 не предусмотрены.

Технологическая схема котельной состоит из прямой и обратной магистрали теплосети. Вода, поступающая в котельную по обратной магистрали, направляется на всас сетевых насосов и далее подается насосами в котел. Нагретая до необходимой температуры вода направляется потребителям по прямой тепломагистрали.

Подпиточная вода, поступающая из водопровода, направляется непосредственно в обратную магистраль.

Режимные карты котлов представлены в табл. 1.2.4.2. – 1.2.4.3. Сведения о фактической выработке тепловой энергии за 2012 год представлены в табл. 1.2.4.4 и на рисунке 1.2.4.1. Сведения о составе и параметрах основного оборудования котельной представлены в таблице 1.2.4.5. В таблице 1.2.4.6. представлены данные по вспомогательному оборудованию котельной.

**Таблица 1.2.4.2 Режимная карта котла КВР-0,63-95**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Нагрузка котла в % от номинальной			
			60	75	90	100
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,33	0,41	0,49	0,54
2	Температура воды					
	На входе в котел	°С	57	71	86	95
	На выходе из котла	°С	42	52	67	70
3	Избыточное давление воды					
	На входе в котел	кгс/см <sup>2</sup>	4,8	4,8	4,8	4,8
	На выходе из котла	кгс/см <sup>2</sup>	2,6	2,6	2,6	2,6
4	Давление топлива на горелке	КПа				
5	Расход топлива	кг/час	143	179	214	238
6	Давление первичного топлива	КПа				
7	Давление вторичного воздуха	Па	300	380	430	500
8	Разрежение в топке	Па	20	20	20	20
9	Температура дымовых газов за котлом	°С	153	161	173	185
10	Содержание за котлом					
	СО <sub>2</sub>	%	8,0	8,4	10,0	10,6
	О <sub>2</sub>	%	10,0	9,4	7,3	6,5
	СО	%	0,13	0,19	0,23	0,26
11	Коэффициент избытка воздуха		1,58	1,53	1,41	1,4
12	КПД котлоагрегата брутто	%	43,6	44,2	44,4	44,5
13	Удельный расход условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг.у.т/Гкал	284,1	283,1	282,2	282,1

**Таблица 1.2.4.3 Режимная карта котла КВР-0,35-95**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Нагрузка котла в % от номинальной			
			60	75	90	100
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,18	0,225	0,27	0,3
2	Температура воды					
	На входе в котел	°С	57	71	86	95
	На выходе из котла	°С	42	52	67	70
3	Избыточное давление воды					
	На входе в котел	кгс/см <sup>2</sup>	2,0	2,0	2,0	2,0
	На выходе из котла	кгс/см <sup>2</sup>	2,0	2,0	2,0	2,0
4	Давление топлива на горелке	КПа				
5	Расход топлива	кг/час	86	108	131	151
6	Давление первичного топлива	КПа				
7	Давление вторичного воздуха	Па	300	380	430	500
8	Разрежение в топке	Па	20	20	20	20
9	Температура дымовых газов за котлом	°С	153	161	173	185
10	Содержание за котлом					
	СО <sub>2</sub>	%	8,0	8,4	10,0	10,6
	О <sub>2</sub>	%	10,0	9,4	7,3	6,5
	СО	%	0,13	0,19	0,23	0,26
11	Коэффициент избытка воздуха		1,58	1,53	1,41	1,4
12	КПД котлоагрегата брутто	%	43,6	44,2	44,4	44,5
13	Удельный расход условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг.у.т/Гкал	170,5	169,9	169,3	169,2

Таблица 1.2.4.4 Выработка тепловой энергии котельной №4 за 2012 год

Котельная	Выработка тепловой энергии котельной, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии от котельной, Гкал	Потери тепловой энергии на тепловых сетях, Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
№4	1901	140	1761	160	1601

Выработка тепловой энергии Котельной №4

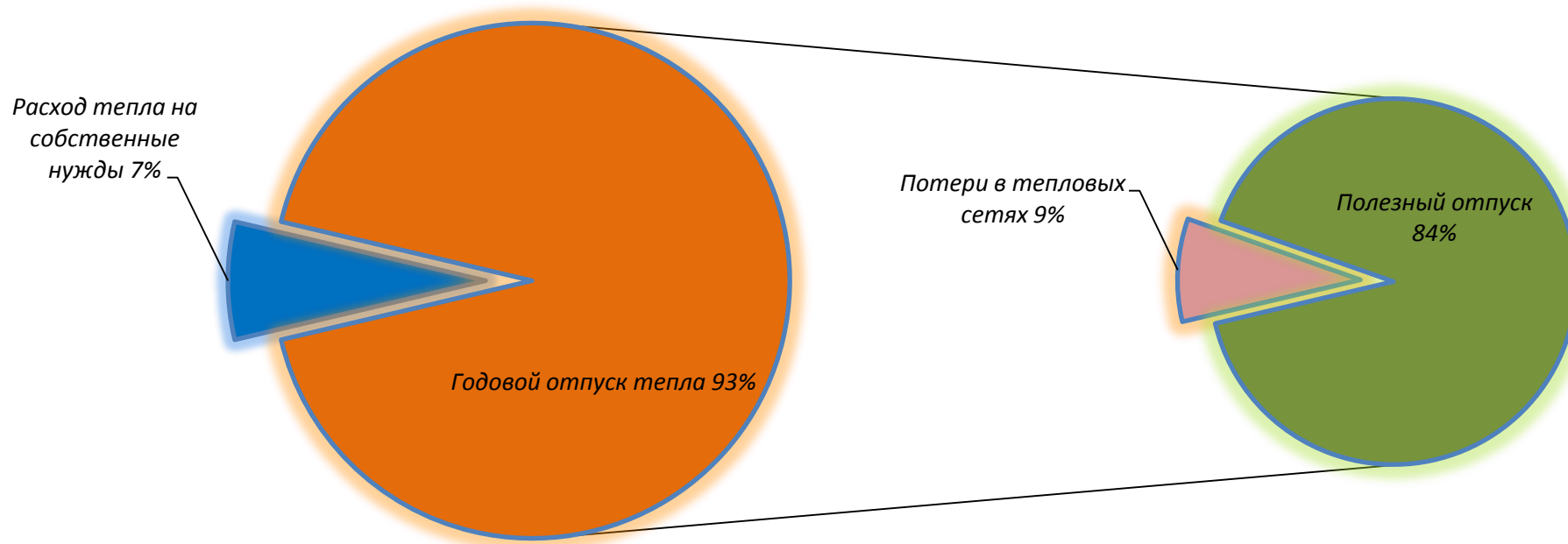


Рисунок 1.2.4.1 Выработка тепловой энергии котельной №4 за 2012 год



**Таблица 1.2.4.5 Основное оборудование котельной №4**

Марка котла	Количество	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/ч	Максимальное давление котловой воды, кгс/см <sup>2</sup>	КПД, %	Топливо	
						Основное	Резервное
КВР-0,63-95	1	2012	0,54	4,6	75	каменный уголь	-
КВР-0,63-95	1	2010	0,54	4,6	75	каменный уголь	-
КВР-0,35-95	1	2005	0,3	2,0	75	каменный уголь	-

**Таблица 1.2.4.6 Вспомогательное оборудование котельной №4**

Тип оборудования									
Насосы						Вентилятор			
Наим	Назначение	Год ввода в эксплуатацию	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м вод.ст.	Мощность э/д, кВт	Марка	Произв-ть, м <sup>3</sup> /ч	Мощность э/д, кВт	Год ввода в экспл.
КМ-80-65-160	сетевой	н/д	50	32	7,5	ВД-2,7	1100	1,5	н/д
К 45/30 А	Насос исходной воды	н/д	35	25	5				

### 1.2.5 Котельная №5

Котельная №1 расположена на ул. 50 лет Октября. Установленная тепловая мощность котельной – 1,62 Гкал/час. Котельная обеспечивает тепловой энергией жилые дома и общественно-деловые застройки. Схема теплоснабжения закрытая, двухтрубная. Система ГВС отсутствует. На котельной установлены 3 водогрейных котла на твердом топливе типа КВР-0,63-95, тепловой мощностью 0,54 Гкал/час.

В качестве твердого топлива в теплые месяцы отопительного периода используется каменный уголь марки ДГр, в холодные уголь марки - ДГПКО. Класс крупности, высшая и низшая температуры сгорания топлива, отражены в таблице 1.2.5.1. Резервное топливо отсутствует.

**Таблица 1.2.5.1. Характеристики топлива**

<b>Марка угля</b>	<b>ДГр</b>	<b>ДГПКО</b>
Класс крупности (мм)	0-300	25-200(300)
Теплота сгорания низшая (ккал/кг)	5500	5900
Теплота сгорания высшая (ккал/кг)	7800	7800

Котельная не оборудована системой водоподготовки. В качестве теплоносителя используется вода из городского водопровода.

Учет выработанной тепловой энергии и расхода холодной воды на котельной №5 не производится. В эксплуатации находится счетчик электрической энергии.

Аккумуляторные баки на котельной №5 не предусмотрены.

Технологическая схема котельной состоит из прямой и обратной магистрали теплосети. Вода, поступающая в котельную по обратной магистрали, направляется на всас сетевых насосов и далее подаётся насосами в котел. Нагретая до необходимой температуры вода направляется потребителям по прямой тепломагистрали.

Подпиточная вода, поступающая из водопровода, направляется непосредственно в обратную магистраль.

Режимные карты котлов представлены в табл. 1.2.5.2. Сведения о фактической выработке тепловой энергии за 2012 год представлены в табл. 1.2.5.3 и на рисунке 1.2.5.1. Сведения о составе и параметрах основного оборудования котельной

представлены в таблице 1.2.5.4. В таблице 1.2.5.5 представлены данные по  
вспомогательному оборудованию котельной.

**Таблица 1.2.5.2 Режимная карта котла КВР-0,63-95**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Нагрузка котла в % от номинальной			
			60	75	90	100
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,33	0,41	0,49	0,54
2	Температура воды					
	На входе в котел	°С	57	71	86	95
	На выходе из котла	°С	42	52	67	70
3	Избыточное давление воды					
	На входе в котел	кгс/см <sup>2</sup>	4,8	4,8	4,8	4,8
	На выходе из котла	кгс/см <sup>2</sup>	2,6	2,6	2,6	2,6
4	Давление топлива на горелке	КПа				
5	Расход топлива	кг/час	143	179	214	238
6	Давление первичного топлива	КПа				
7	Давление вторичного воздуха	Па	300	380	430	500
8	Разрежение в топке	Па	20	20	20	20
9	Температура дымовых газов за котлом	°С	153	161	173	185
10	Содержание за котлом					
	СО <sub>2</sub>	%	8,0	8,4	10,0	10,6
	О <sub>2</sub>	%	10,0	9,4	7,3	6,5
	СО	%	0,13	0,19	0,23	0,26
11	Коэффициент избытка воздуха		1,58	1,53	1,41	1,4
12	КПД котлоагрегата брутто	%	43,6	44,2	44,4	44,5
13	Удельный расход условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг.у.т/Гкал	284,1	283,1	282,2	282,1

Таблица 1.2.5.3 Выработка тепловой энергии котельной №5 за 2012 год

Котельная	Выработка тепловой энергии котельной, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии от котельной, Гкал	Потери тепловой энергии на тепловых сетях, Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
№5	1392	117	1275	120	1155

Выработка тепловой энергии Котельной №5

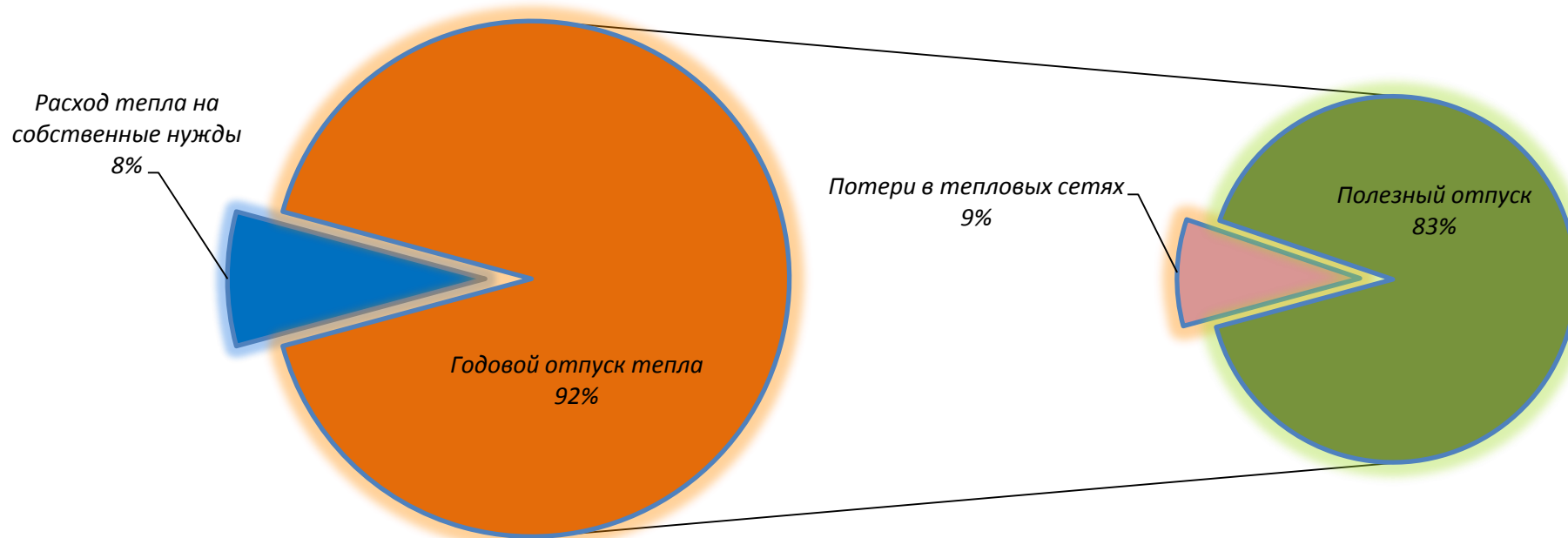


Рисунок 1.2.5.1 Выработка тепловой энергии котельной №1 за 2012 год

**Таблица 1.2.5.4 Основное оборудование котельной №5.**

Марка котла	Количество	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/ч	Максимальное давление котловой воды, кгс/см <sup>2</sup>	КПД, %	Топливо	
						Основное	Резервное
КВР-0,63-95	1	2010	0,69	4,8	75	каменный уголь	-
КВР-0,63-95	2	2012	0,69	4,8	75	каменный уголь	-

**Таблица 1.2.5.5 Вспомогательное оборудование котельной №5**

<b>Тип оборудования</b>									
<b>Насосы</b>						<b>Вентилятор</b>			
<b>Наим</b>	<b>Назначение</b>	<b>Год ввода в эксплуатацию</b>	<b>Подача, м<sup>3</sup>/ч</b>	<b>Напор, м вод.ст.</b>	<b>Мощность э/д, кВт</b>	<b>Марка</b>	<b>Произв-ть, м<sup>3</sup>/ч</b>	<b>Мощность э/д, кВт</b>	<b>Год ввода в экспл.</b>
КМ-80-65-160	сетевой	н/д	50	32	7,5	ВД-2,5	3200	3	н/д
К 45/30 А	Насос исходной воды	н/д	35	25	5	ВД-6,3	5000	7,5	н/д

### 1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

Все тепловые сети, расположенные на территории ГП пос.Сандово, находятся в эксплуатационной ответственности ООО «АЛЪЯНС Сандовские Тепловые Сети». Сети централизованного теплоснабжения.

Согласно собранным данным на базе программного расчетного комплекса ZULU 7.0 были построены электронные модели и произведены расчеты сетей централизованного теплоснабжения от котельных.

Требуется проведение паспортизации сетей теплоснабжения.

На территории МО городское поселение Сандово бесхозяйственные тепловые сети отсутствуют.

Утверждённый температурный график тепловой сети представлен на рисунке 1.3.1., 1.3.2.

*Глинженер*

**Температурный график работы котельной**

Т наружного воздуха	Т. подачи теплоносителя	Т. обратки теплоносителя	Т наружного воздуха	Т. подачи теплоносителя	Т. обратки теплоносителя
+10	36	31	-15	58	40
+9	37	32	-16	59	40.2
+8	38	32.2	-17	60	40.3
+7	39	32.6	-18	60.5	40.5
+6	40	33	-19	61.5	40.8
+5	40.5	33.5	-20	62	41.0
+4	41.5	33.6	-21	63	41.5
+3	42	34	-22	63.5	42
+2	43	34.6	-23	64	42
+1	43.5	34.7	-24	65	43
0	44	35	-25	66	43.3
-1	45	35.5	-26	67	43.6
-2	46	35.7	-27	68	44
-3	47	36	-28	69	44.5
-4	48	36.3	-29	70	45
-5	49	36.6			
-6	50	37			
-7	51	37.3			
-8	51.5	37.6			
-9	52	38			
-10	53	38.6			
-11	54	38.6			
-12	55	39			
-13	56	39.3			
-14	57	39.6			

Составил:  
Глинженер

Рис. 1.3.1 Температурный график тепловой сети



## Температурный график котельных ООО "АЛЬЯНС Сандовские Тепловые Сети"

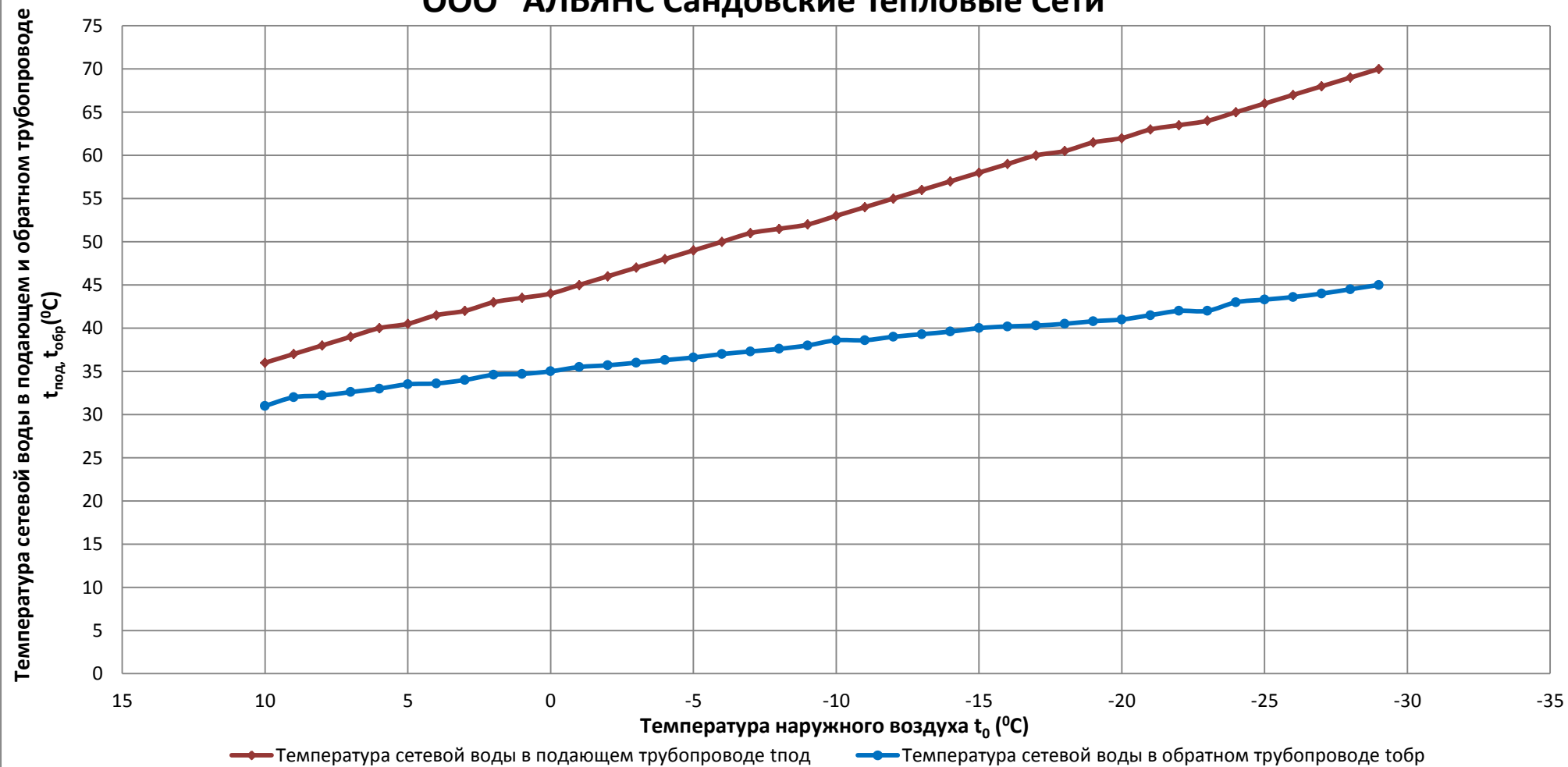


Рис. 1.3.2 Температурный график тепловой сети

Общая протяженность тепловых сетей составляет 7646 метров в 2-х трубном исчислении. Протяженность сетей различного диаметра по каждой котельной представлена в таблице 1.3.1. Графическое изображение данных таблицы, представлено на рисунке 1.3.3.

Таблица 1.3.1 Протяженность сетей различного диаметра

D <sub>y</sub> , мм	Котельная						
	1	2	3	4	5	1-5	Всего
	т\с	т\с	т\с	т\с	т\с	т\с	
40	140	60				200	<b>200</b>
57	1802	60	842	58	122	2884	<b>2884</b>
76	132		1064		702	1898	<b>1898</b>
89		138				138	<b>138</b>
108	420	584	680		306	1990	<b>1990</b>
133	200					200	<b>200</b>
159		112		24		136	<b>136</b>
219	200					200	<b>200</b>
длина (м)	<b>2894</b>	<b>954</b>	<b>2586</b>	<b>82</b>	<b>1130</b>	<b>7646</b>	<b>7646</b>
<b>Всего трассы (м)</b>	<b>1447</b>	<b>477</b>	<b>1293</b>	<b>41</b>	<b>565</b>	<b>3823</b>	<b>3823</b>
<b>в том числе :</b>							
т\с в 2-х тр	<b>1447</b>	<b>477</b>	<b>1293</b>	<b>41</b>	<b>565</b>	<b>3823</b>	<b>3823</b>

### Протяженность тепловых сетей различного диаметра по котельным

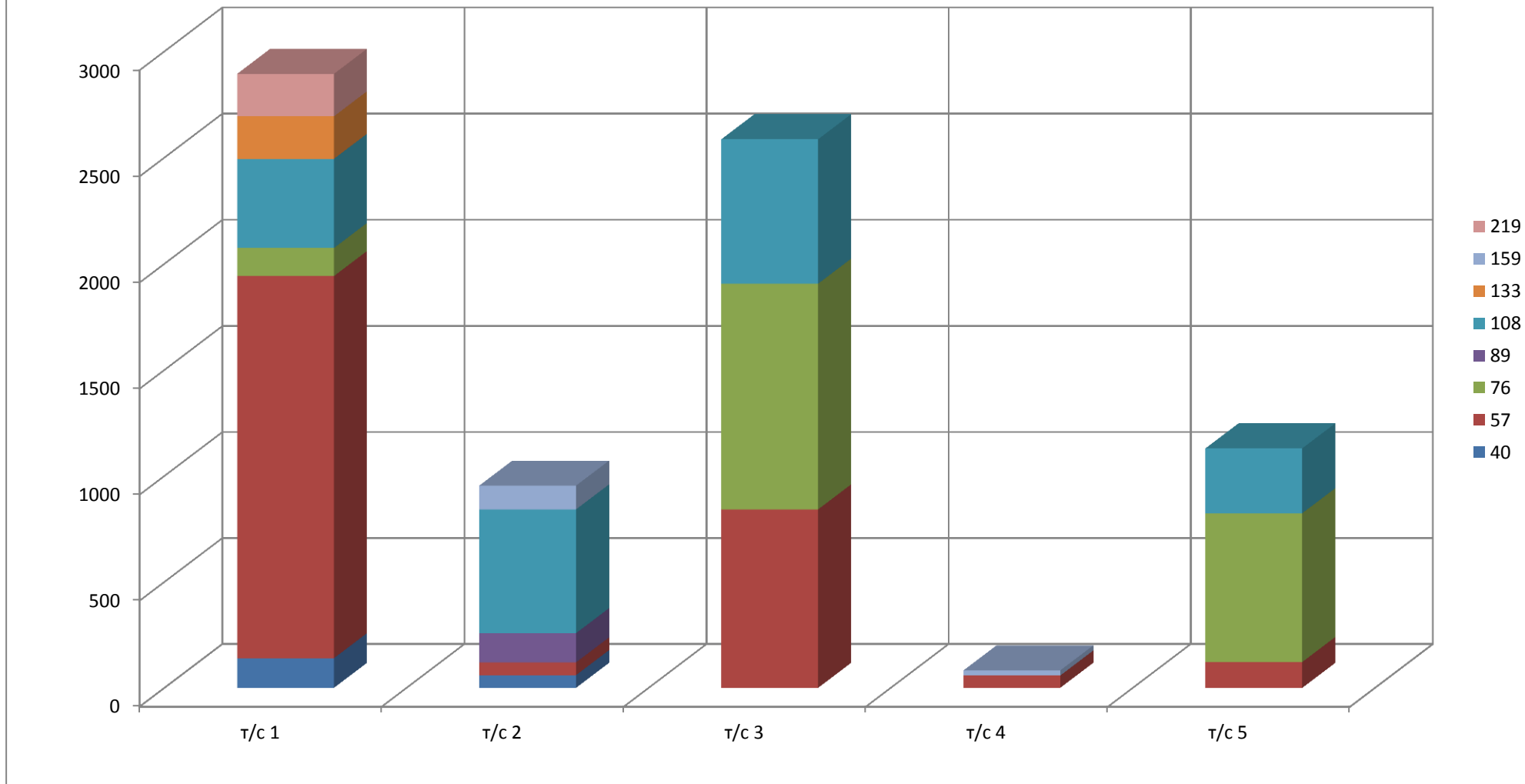


Рисунок 1.3.3 Протяженность тепловых сетей различного диаметра

На территории ГП пос.Сандово используется как надземный, так и подземный способ прокладки теплосетей.

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

**Рекомендуемые к применению методы технической диагностики, известные на данный момент:**

**Опрессовка на прочность повышенным давлением (гидравлические испытания).** Метод применяется и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время показывает низкую эффективность 20 – 40% . То есть только 20% повреждений выявляется в ремонтный период и 80% уходит на период отопления. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов. Участки тепловых сетей, не прошедшие гидравлические испытания, подвергаются ремонту и устранению всех выявленных дефектов.

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

**Ревизия запорной арматуры.** Вся запорная арматура перед установкой и пуском в эксплуатацию проходит предварительную проверку, в ходе которой проверяется ее соответствие проекту, наличие паспорта изготовителя, сертификата

соответствия, отсутствие таких дефектов, как трещины и раковины, свободный ход штока, комплектация и. т. д. В случае нарушений по одному из пунктов принимается решение о возврате. Перед монтажом запорная арматура должна пройти ревизию, которой предусматривается:

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

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

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

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

**Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне.** Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет. Недостатком метода является высокая стоимость проведения обследования.

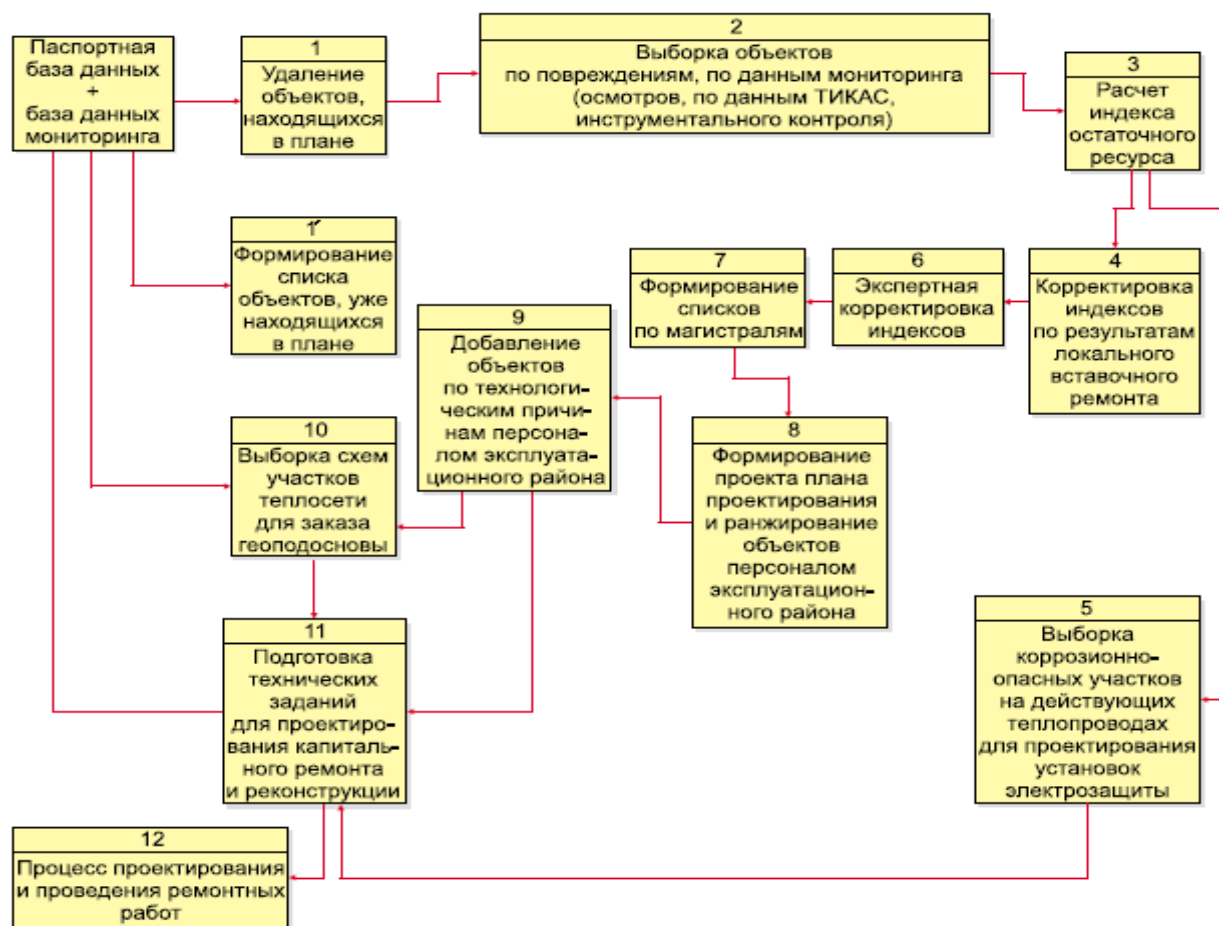
**Метод акустической эмиссии.** Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих ТС имеет ограниченную область использования.

**Метод магнитной памяти металла.** Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом ТС. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.

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

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

Схема формирования плана проектирования переключений на основе данных мониторинга состояния прокладок ТС представлена на рисунке 1.3.4.



**Рисунок 1.3.4** Схема формирования плана проектирования и переключений

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

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

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля над их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительного-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 отдельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером органа эксплуатации тепловых сетей (далее по тексту – ОЭТС).

При получении тепловой энергии от источника тепла, принадлежащего другой организации, рабочая программа согласовывается с главным инженером этой организации.

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

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

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

Руководитель испытания перед началом испытания должен выполнить следующие действия:

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

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

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

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

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

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет

давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

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

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

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

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

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя (далее - температурные испытания) определяется руководителем ОЭТС.

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

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

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

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

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90 °С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в

обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

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

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

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

Отключение тепловых пунктов и систем теплоснабжения 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 строительной изоляции конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем ОЭТС.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения

эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем ОЭТС.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктов систем теплоснабжения.

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

### **Техническое обслуживание и ремонт**

ОЭТС должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

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

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

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

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

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

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

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

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы (графики). Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер организации.

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

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

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

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

Величина потерь при передаче тепловой энергии ежегодно утверждается комитетом по тарифам Тверской области. Нормативные потери установлены на уровне 8,5% от отпуска в сеть.

ООО «АЛЬЯНС Сандовские Тепловые Сети» определяет потери тепловой энергии в сетях расчетным способом. Основой для определения фактически потребленной тепловой энергии зданиями являются приборы учета тепловой энергии на каждом здании, либо объёмы отапливаемых помещений и зданий в том случае если приборы учёта тепловой энергии у потребителей не установлены.

Руководствуясь пунктом 5 статьи 13 Федерального закона от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» собственники жилых домов, собственники помещений в многоквартирных домах,

введенных в эксплуатацию на день вступления Закона № 261-ФЗ в силу, обязаны в срок до 1 января 2012 года обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию. При этом многоквартирные дома в указанный срок должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых коммунальных ресурсов, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета.

В настоящее время приборами учета тепловой энергии оборудованы всего несколько потребителей - менее 10% от общего количества. Это достаточно низкий показатель по общероссийским меркам. В перспективе необходимо стремиться к установке приборов учета у всех потребителей и снижение количества потребителей, которые осуществляют плату за тепловую энергию расчетным способом. В случае наличия технической возможности, рекомендуется вместе с установкой УУТЭ, произвести монтаж или реконструкцию теплового пункта. Наиболее предпочтительной является схема с использованием циркуляционного насоса. Тепловые пункты, базирующиеся на данной схеме, имеют соответствующую автоматику для поддержания комфортных параметров микроклимата в помещениях. Тепловые пункты, на которых производится автоматическое регулирование в зависимости от погодных условий, позволяют значительно снизить потребление тепловой энергии и избежать перетопов в осенние и весенние периоды.

### 1.3.1 Тепловые сети котельной №1

Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 1447 м в двухтрубном исчислении. Характеристика сетей по длинам, диаметрам и типу прокладки представлена в таблице 1.3.1.1. На рисунке 1.3.1.1 отображена существующая схема тепловой сети от Котельной №1. На рисунке 1.3.1.2 отображен фактический пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №1 до самого удаленного потребителя – МБДОУ д/с «Родничок» (ул. Октябрьская, д.26 к.2). Расчет выполнен из следующих исходных данных:

- напор в подающей линии 60 м, в обратной – 40 м;
- расход в подающем трубопроводе 48,00 т/ч.

Пьезометрический график показывает, что заданные условия обеспечивают требуемый напор у потребителя. Однако у конечного потребителя (д/с «Родничок») система отопления не обеспечивает требуемой температуры воздуха внутри помещения. При заданном температурном графике, для поддержания необходимых микроклиматических условий в помещении, необходимо обеспечивать расход теплоносителя в размере 6,77 т/ч. Но как видно рис.1.3.1.2, максимальный расход теплоносителя, который может обеспечить система 2,55 т/ч. Соответственно из-за недостаточной пропускной способности данного участка теплосети, оказывается невозможным обеспечение нормативного температурного режима в помещениях детского сада. Решить данную проблему можно несколькими способами: изменение температурного графика работы котельной, увеличение давления в СО, изменения конструктивных параметров системы. Целесообразность использования каждого способа будет рассмотрена далее.



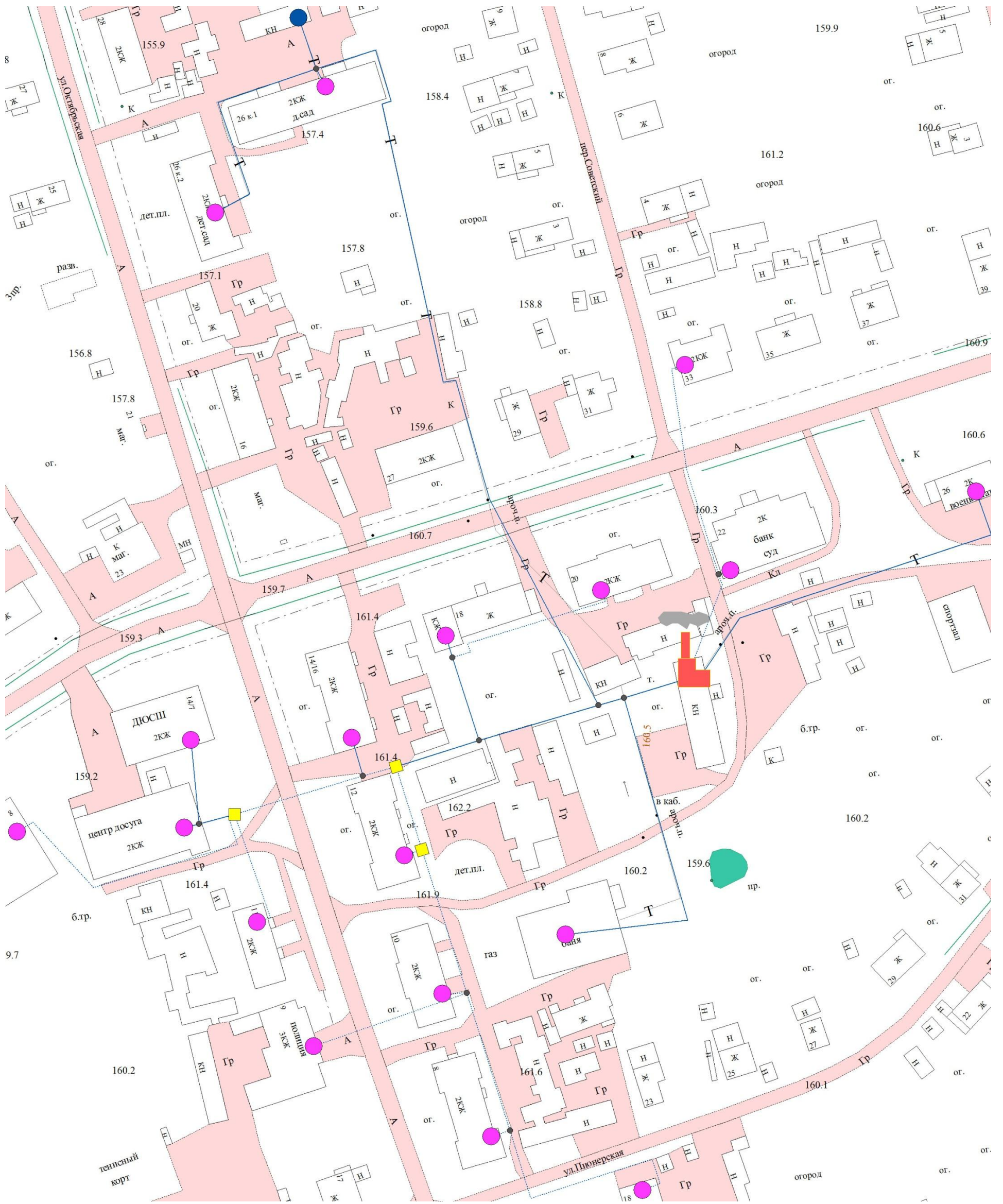
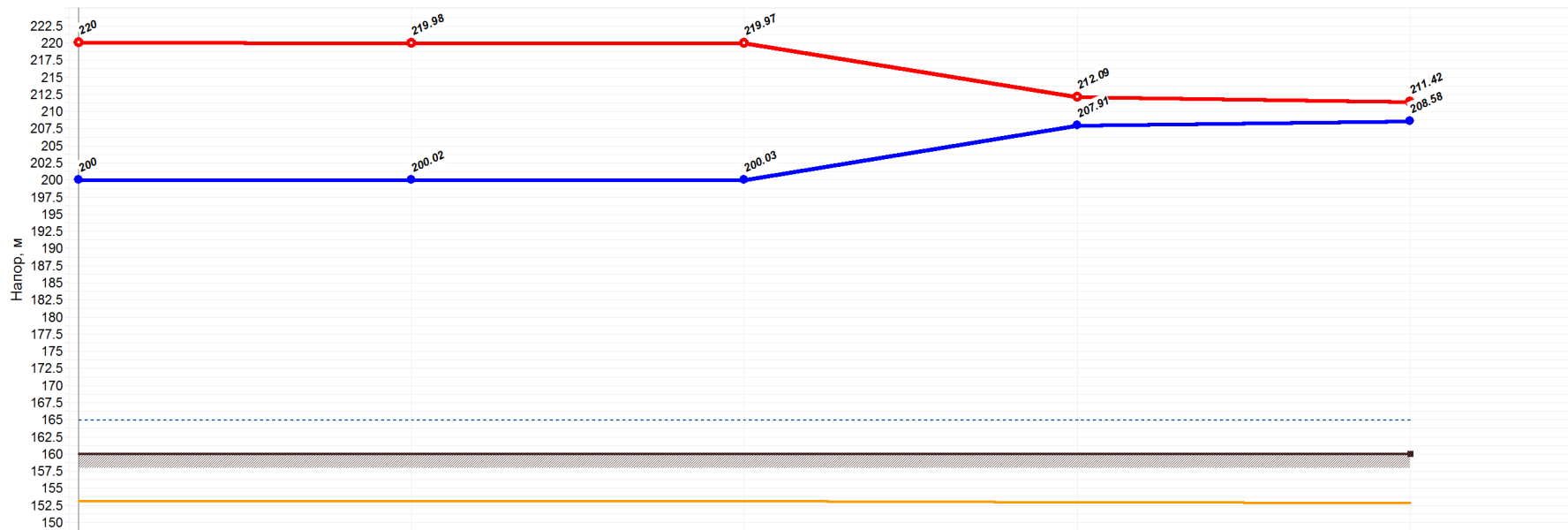


Рис. 1.3.1.1 Существующая схема тепловой сети от котельной №1



Наименование узла	Котельная №1	Узел 1	Узел 2	Узел 10	МБДОУ д/с "Родничок"
Геодезическая высота, м	160	160	160	160	160
Напор в обратном трубопроводе, м	200	200.023	200.025	207.908	208.58
Располагаемый напор, м	20	19.954	19.949	4.184	2.836
Длина участка, м	18	2	237	98	
Диаметр участка, м	0.2	0.2	0.05	0.05	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.023	0.002	7.882	0.674	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.023	0.002	7.882	0.674	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.379	0.368	0.818	0.37	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.379	-0.368	-0.818	-0.37	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.061	1.003	27.716	5.734	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	1.061	1.003	27.716	5.734	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	41.7776	40.606	5.636	2.5515	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-41.7776	-40.606	-5.636	-2.5515	

Рисунок 1.3.1.2 Пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №1 до самого удаленного потребителя – МБДОУ д/с «Родничок»

**Таблица 1.3.1.1 Характеристика тепловых сетей системы отопления**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная №1	Узел 1	18	0,2	0,2	Надземная
Узел 1	Узел 2	2	0,2	0,2	Надземная
Узел 2	Узел 3	50	0,2	0,2	Надземная
Узел 3	ТК 1	30	0,2	0,2	Надземная
ТК 1	Узел 4	16	0,1	0,1	Подземная бесканальная
Узел 4	ул. Октябрьская, д.14/16	4	0,05	0,05	Надземная
Узел 4	ТК 2	55	0,1	0,1	Подземная бесканальная
ТК 2	Узел 5	7	0,05	0,05	Надземная
Узел 5	РЦД	2	0,05	0,05	Надземная
Узел 5	МБОУ ДОД ДЮСШ п.Сандово	22	0,05	0,05	Надземная
ТК 2	ул. Октябрьская, д.11	40	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК 2	ФЛ ГБОУ СПО «Краснохолмский техникум» в п.Сандово	100	0,125	0,125	Подземная бесканальная
ТК 1	ТК 3	30	0,1	0,1	Подземная бесканальная
ТК 3	ул.Октябрьская, д.12	3	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК 3	Узел 6	50	0,1	0,1	Подземная бесканальная
Узел 6	ул. Октябрьская, д.10	7	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 6	ул. Октябрьская, д.9 (Полиция)	35	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 6	Узел 7	50	0,1	0,1	Подземная бесканальная
Узел 7	ул. Октябрьская, д.8	4	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 7	ул. Пионерская, д.18	70	0,04	0,04	Подземная бесканальная

Узел 1	ООО «АЛЪЯНС Плюс»	170	0,05	0,05	Надземная
Узел 2	Узел 10	237	0,05	0,05	Надземная
Узел 10	Ул. Октябрьская, д.26к1	2	0,05	0,05	Надземная
Узел 10	Ул. Октябрьская, д.26к2	98	0,05	0,05	Надземная
Узел 10	Ул. Октябрьская,	10	0,05	0,05	Надземная (отключен)
Котельная №1	ул. Советская, д.26 (Отдел военного комиссариата)	130	0,05	0,05	Надземная
Котельная №1	Узел 8	35	0,07	0,07	Подземная бесканальная
Узел 8	ул. Советская, д.22 (Сандовский районный суд)	3	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 8	ул. Советская, д.33	75	0,05	0,05	Подземная бесканальная

### 1.3.2 Тепловые сети котельной №2

Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 477 м в двухтрубном исчислении. Характеристика сетей по длинам, диаметрам и типу прокладки представлена в таблице 1.3.2.1. На рисунке 1.3.2.1 отображена существующая схема тепловой сети от котельной №2. На рисунке 1.3.2.2 отображен фактический пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №2 до самого удаленного потребителя – Жилой дом (ул. С.Кочуровой, д.8). Расчет выполнен из следующих исходных данных:

- напор в подающей линии 50 м, в обратной – 40 м;
- расход в подающем трубопроводе 20,71 т/ч.

Пьезометрический график показывает, что заданные условия обеспечивают требуемый напор у потребителя.

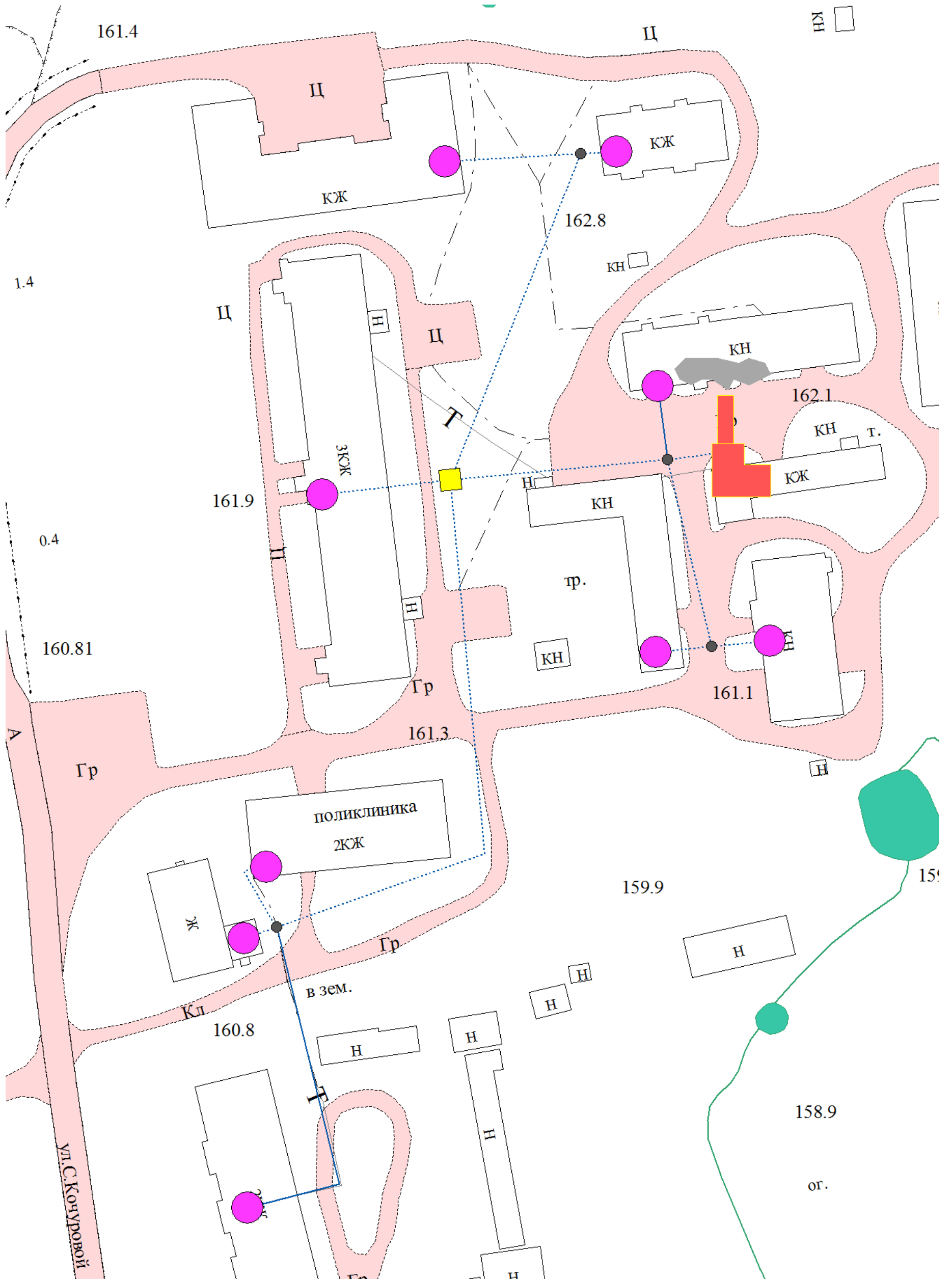
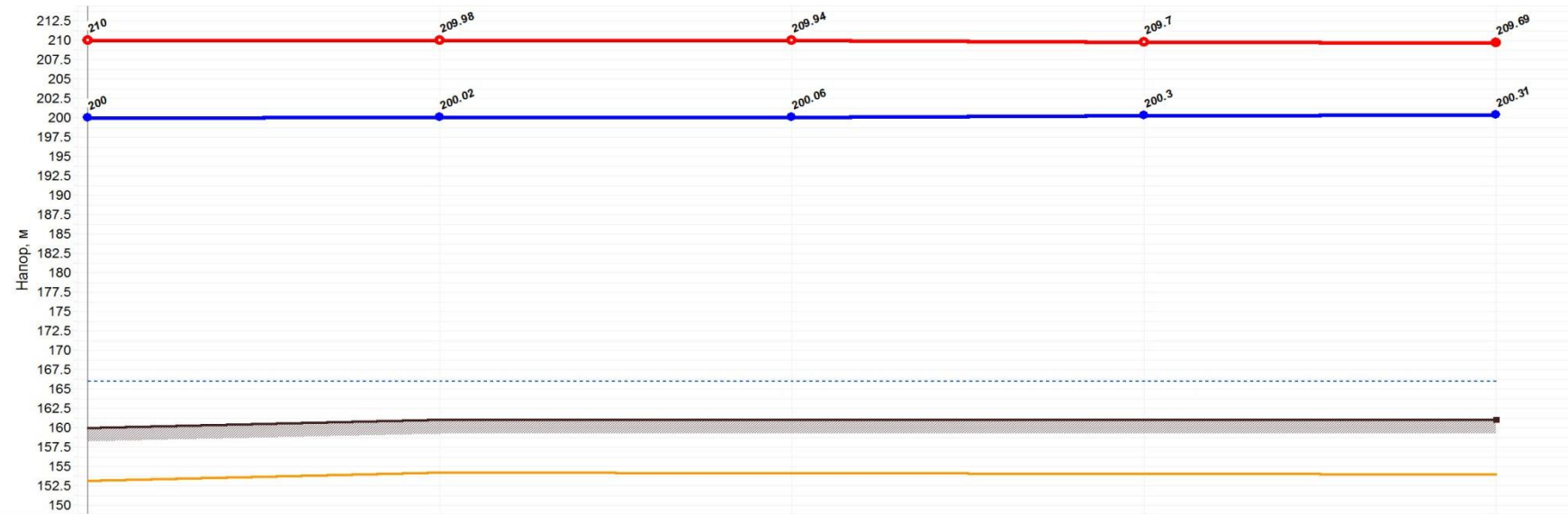


Рис. 1.3.2.1 Существующая схема тепловой сети от котельной №2



Наименование узла	Котельная №2	1	ТК	3	
Геодезическая высота, м	160	161	161	161	161
Напор в обратном трубопроводе, м	200	200.023	200.063	200.296	200.31
Располагаемый напор, м	10	9.954	9.874	9.409	9.374
Длина участка, м	16	40	147	75	
Диаметр участка, м	0.15	0.15	0.1	0.1	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.023	0.04	0.233	0.017	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.023	0.04	0.233	0.017	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.323	0.268	0.262	0.098	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.323	-0.268	-0.262	-0.098	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.108	0.768	1.217	0.178	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	1.108	0.768	1.217	0.178	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	20.0343	16.6486	7.2275	2.711	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-20.0343	-16.6486	-7.2275	-2.711	

Рис. 1.3.2.2 Пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №2 до самого удаленного потребителя – Жилой дом (ул.С.Кочурой, д.8)

**Таблица 1.3.2.1 Характеристика тепловых сетей системы отопления**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная №1	Узел 11	16	0,15	0,15	Подземная (канальная)
Узел 11	Морг, гаражи	10	0,05	0,05	Подземная (канальная)
Узел 11	Узел 12	35	0,1	0,1	Подземная (канальная)
Узел 12	Пищеблок	10	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 12	Отделение скорой помощи	10	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 11	ТК-4	40	0,15	0,15	Подземная бесканальная
ТК 4	Лечебный корпус	35	0,1	0,1	Подземная бесканальная
ТК 4	Узел 14	60	0,08	0,08	Подземная бесканальная
Узел 14	Дом сестринского ухода	25	0,04	0,04	Подземная бесканальная
Узел 14	Инфекционное отделение	5	0,04	0,04	Подземная бесканальная
ТК 4	Узел 13	147	0,1	0,1	Подземная бесканальная
Узел 13	Поликлиника	6	0,08	0,08	Подземная бесканальная
Узел 13	Общежитие	3	0,08	0,08	Подземная бесканальная
Узел 13	Жилой дом	75	0,1	0,1	Надземная



### 1.3.3 Тепловые сети котельной №3

Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 1293 м в двухтрубном исчислении. Характеристика сетей по длинам, диаметрам и типу прокладки представлена в таблице 1.3.3.1. На рисунке 1.3.3.1 отображена существующая схема тепловой сети от котельной №3. На рисунке 1.3.3.2 отображен фактический пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №3 до самого удаленного потребителя – Жилой дом (ул. Речная, д.10).

Расчет выполнен из следующих исходных данных:

- напор в подающей линии 50 м, в обратной – 30 м;
- расход в подающем трубопроводе 31,653 т/ч.

Пьезометрический график показывает, что заданные условия обеспечивают требуемый напор у потребителя.

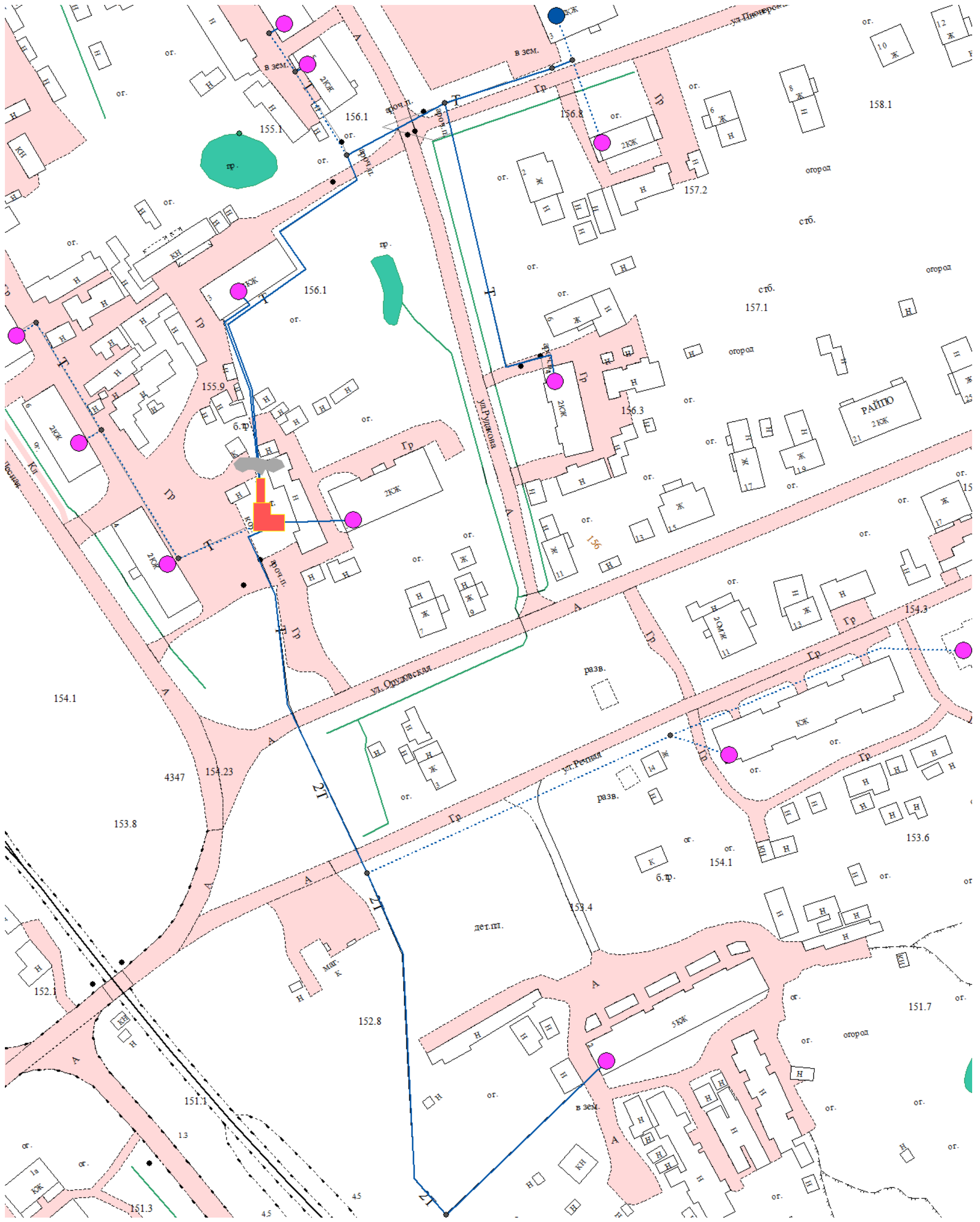
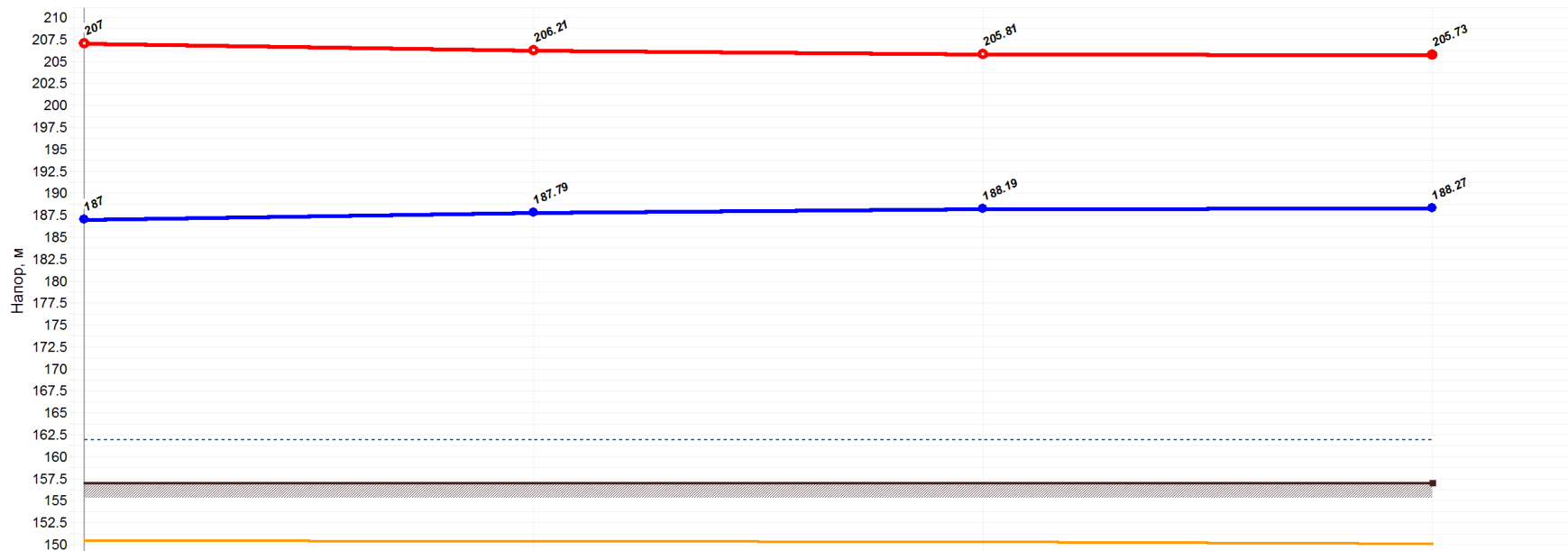


Рис. 1.3.3.1 Существующая схема тепловой сети от котельной №3



Наименование узла	Котельная №3	24	26	ул. Речная, д.10
Геодезическая высота, м	157	157	157	157
Напор в обратном трубопроводе, м	187	187.795	188.188	188.27
Располагаемый напор, м	20	18.409	17.623	17.46
Длина участка, м	135	115	105	
Диаметр участка, м	0.1	0.07	0.07	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.795	0.393	0.082	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.795	0.393	0.082	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.503	0.34	0.16	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.503	-0.34	-0.16	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	4.532	3.106	0.706	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	4.532	3.106	0.706	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	13.8665	4.5944	2.1677	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-13.8665	-4.5944	-2.1677	

Рис. 1.3.3.2 Пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №3 до самого удаленного потребителя – Жилой дом (ул.Речная, д.10)

**Таблица 1.3.3.1 Характеристика тепловых сетей системы отопления**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная №3	Узел 21	23	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 21	ул. Лесная, д.4	4	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 21	Узел 22	44	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 22	ул. Лесная, д.6	8	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 22	Узел 23	40	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 23	ул. Лесная, д.8	8	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 15	Узел 16	40	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 16	ул. Рудакова д.5	5	0,05	0,05	Надземная
Узел 15	Узел 18	46	0,07	0,07	Надземная
Узел 18	Узел 19	33	0,07	0,07	Надземная
Узел 19	Узел 20	6	0,07	0,07	Подвальная
Узел 20	ул. Пионерская, д.5	20	0,07	0,07	Подземная бесканальная
Узел 20	ул. Пионерская, д.4	30	0,07	0,07	Подземная бесканальная
Узел 18	ул. Рудакова д.4	130	0,05	0,05	Надземная
Котельная №3	ул. Лесная, д.3	84	0,05	0,05	Надземная
Котельная №3	Узел 15	152	0,07	0,07	Надземная
Котельная №3	Узел 24	135	0,1	0,1	Надземная
Узел 24	Узел 25	75	0,1	0,1	Надземная
Узел 25	ул. Речная, д.2	75	0,1	0,1	Надземная
Узел 24	Узел 26	115	0,07	0,07	Подземная бесканальная
Узел 26	ул. Речная, д.8	18	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 26	ул. Речная, д.10	105	0,07	0,07	Подземная бесканальная
Котельная №3	ул. Рудакова, д.3	25	0,07	0,07	Надземная
Узел 16	Узел 17	14	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 17	ул. Рудакова, д.7	3	0,05	0,05	Подземная бесканальная

#### 1.3.4 Тепловые сети котельной №4

Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 41 м в двухтрубном исчислении. Характеристика сетей по длинам, диаметрам и типу прокладки представлена в таблице 1.3.4.1. На рисунке 1.3.4.1 отображена существующая схема тепловой сети от котельной №4. На рисунке 1.3.4.2 отображен фактический пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №4 до самого удаленного потребителя – ФЛ ГБОУ СПО «Краснохолмский техникум», пос. Сандово. Расчет выполнен из следующих исходных данных:

- напор в подающей линии 40 м, в обратной – 30 м;
- расход в подающем трубопроводе 15,503 т/ч.

Пьезометрический график показывает, что заданные условия обеспечивают требуемый напор у потребителя.

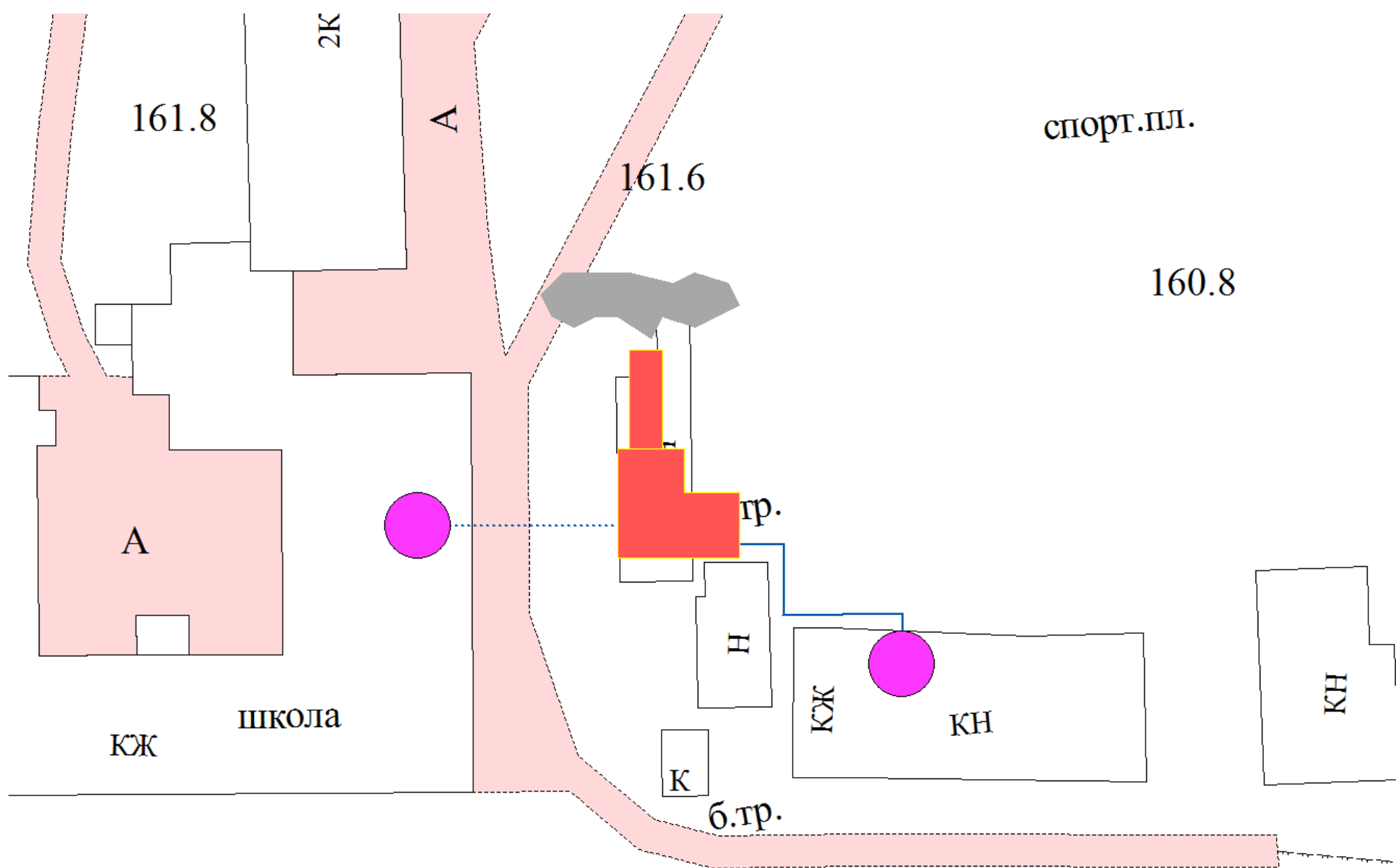


Рис. 1.3.4.1 Существующая схема тепловой сети от котельной №4



Рис. 1.3.4.2 Пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №4 до самого удаленного потребителя – ФЛ ГБОУ СПО «Краснохолмский техникум», пос. Сандово.

**Таблица 1.3.4.1 Характеристика тепловых сетей системы отопления**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная №4	ФЛ ГБОУ СПО «Краснохолмский техникум», пос. Сандово	29	0,05	0,05	Надземная
Котельная №4	МОУ Сандовская СОШ	12	0,15	0,15	Подземная бесканальная



### 1.3.5 Тепловые сети котельной №5

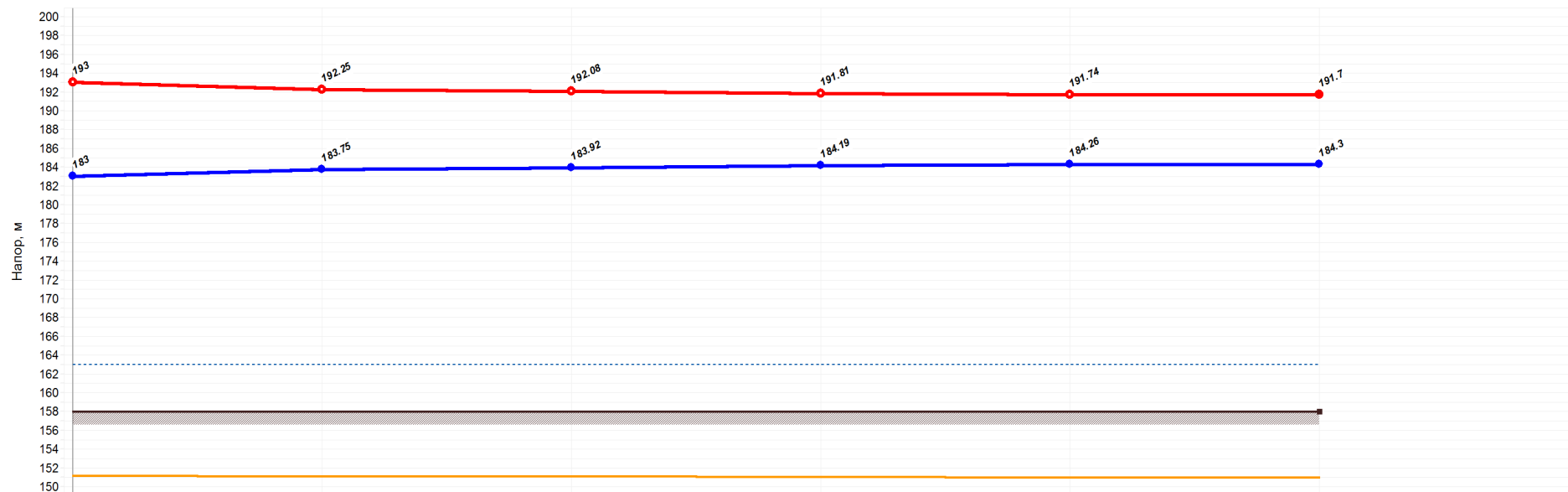
Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 556 м в двухтрубном исчислении. Характеристика сетей по длинам, диаметрам и типу прокладки представлена в таблице 1.3.5.1. На рисунке 1.3.5.1 отображена существующая схема тепловой сети от котельной №5. На рисунке 1.3.5.2 отображен фактический пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №5 до самого удаленного потребителя – здания Администрации (ул. Советская, д.11). Расчет выполнен из следующих исходных данных:

- напор в подающей линии 35 м, в обратной – 25 м;
- расход в подающем трубопроводе 18,39 т/ч.

Пьезометрический график показывает, что заданные условия обеспечивают требуемый напор у потребителя.



Рис. 1.3.5.1 Существующая схема тепловой сети от котельной №5



Наименование узла	Котельная №5	Узел 34	Узел 35	Узел 36	Узел 37	Администрация
Геодезическая высота, м	158	158	158	158	158	158
Напор в обратном трубопроводе, м	183	183.753	183.917	184.189	184.264	184.3
Располагаемый напор, м	10	8.493	8.165	7.622	7.472	7.401
Длина участка, м	101	22	55	49	4	
Диаметр участка, м	0.07	0.07	0.07	0.07	0.05	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.753	0.164	0.272	0.075	0.035	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.753	0.164	0.272	0.075	0.035	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.477	0.477	0.405	0.224	0.439	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.477	-0.477	-0.405	-0.224	-0.439	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	6.215	6.215	4.491	1.395	8.055	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	6.215	6.215	4.491	1.395	8.055	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	6.4372	6.4372	5.4653	3.0281	3.0281	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-6.4372	-6.4372	-5.4653	-3.0281	-3.0281	

Рис. 1.3.5.2 Пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №5 до самого удаленного потребителя – здание Администрации (ул. Советская, д.11)

**Таблица 1.3.5.1 Характеристика тепловых сетей системы отопления**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная №5	Узел 27	3	0,15	0,15	Надземная
Узел 27	Узел 33	13	0,07	0,07	Надземная
Узел 33	ул. Советская, д.21	35	0,07	0,07	Надземная
Узел 33	ул. 50-лет Октября, д.1	13	0,07	0,07	Надземная
Узел 27	Узел 28	50	0,15	0,15	Надземная
Узел 28	ул. Кооперативная, д.2	9	0,05	0,05	Надземная
Узел 28	Узел 29	10	0,15	0,15	Надземная
Узел 29	Узел 30	11	0,07	0,07	Надземная
Узел 30	ул. 50-лет Октября, д.2	1	0,07	0,07	Надземная
Узел 30	ул. 50-лет Октября, д.3	9	0,07	0,05	Надземная
Узел 29	Узел 31	40	0,15	0,15	Надземная
Узел 31	Узел 32	33	0,07	0,07	Надземная
Узел 32	ул. 50-лет Октября, д.5	2	0,07	0,07	Надземная
Узел 32	ул. 50-лет Октября, д.4	7	0,07	0,07	Надземная
Узел 31	ул. Колхозная, д.26	50	0,15	0,15	Надземная
Котельная №5	ул. Советская, д.17	32	0,05	0,05	Надземная
Узел 35	ул. Советская, д.13	3	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 35	Узел 36	55	0,07	0,07	Подземная бесканальная
Узел 36	Дом детского творчества	4	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 36	Узел 37	49	0,07	0,07	Подземная бесканальная
Узел 37	Администрация	4	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Котельная №5	Узел 34	101	0,07	0,07	Надземная
Узел 34	Узел 35	22	0,07	0,07	Подземная бесканальная

#### **1.4. Зоны действия источников тепловой энергии**

На территории ГП пос. Сандово действует 5 котельных. Список котельных представлен в таблице 1.2.1. Схемы тепловых сетей централизованного теплоснабжения поселения представлены в разделе 1.3. Остальные потребители на территории поселения отапливаются от печей и бытовых котлов различных модификаций.

На рисунке 1.4.1 отображены существующие зоны действия источников тепловой энергии ГП пос. Сандово.

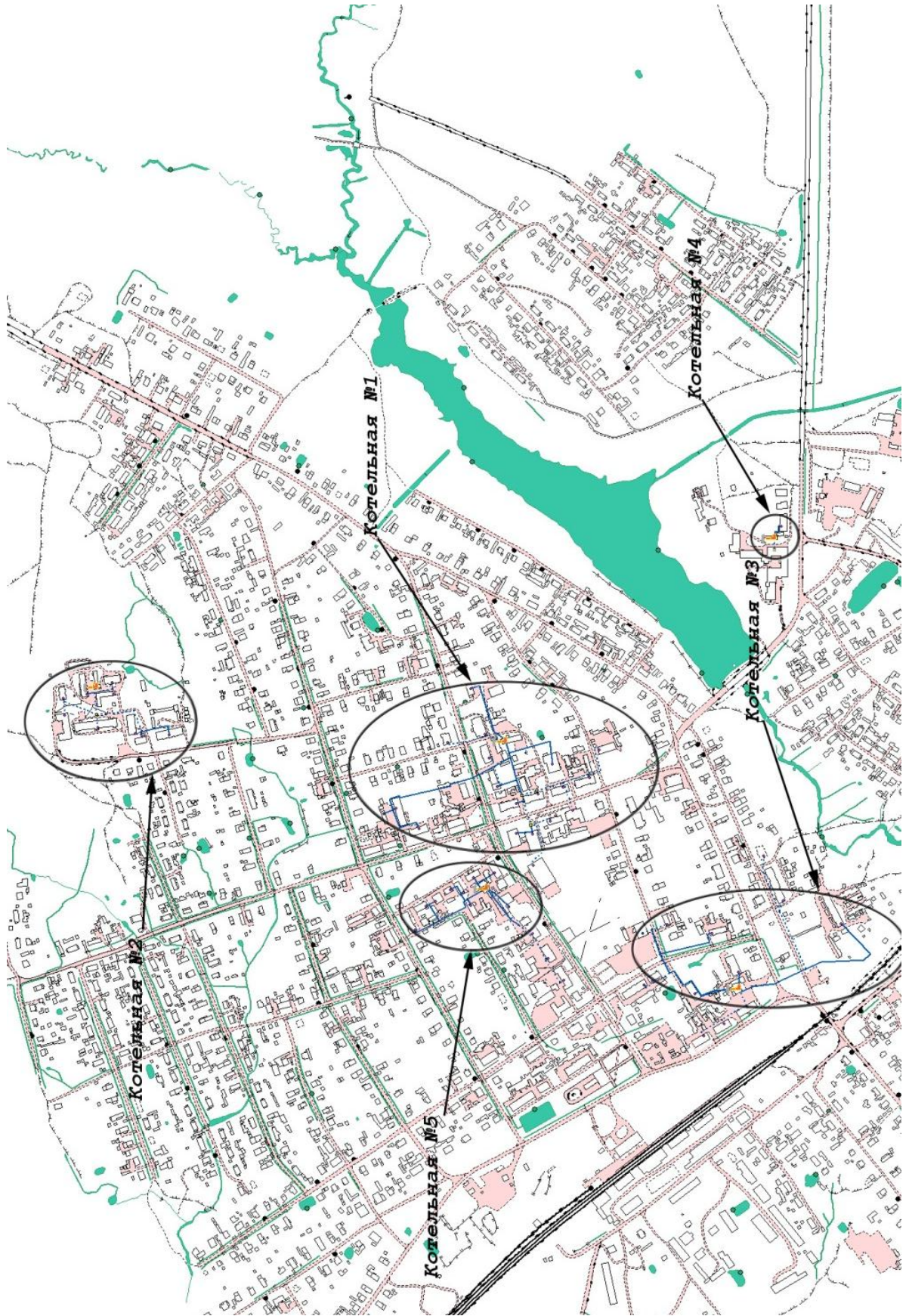


Рисунок 1.4.1 Существующие зоны действия источников тепловой энергии ГП пос. Сапогово

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

Значения расчетных тепловых нагрузок потребителей, подключенных к системе теплоснабжения, не были предоставлены теплоснабжающей организацией, в связи с этим для вычисления тепловых нагрузок был применен метод расчета по удельным теплопотерям.

Суть метода заключается в том, что для здания объемом  $V$  ( $\text{м}^3$ ), по наружному измерению периметром в плане  $P$  ( $\text{м}$ ), площадью в плане  $S$  ( $\text{м}^2$ ) и высотой  $L$  ( $\text{м}$ ), теплопотери здания определяются по формуле, предложенной проф. Ермолаевым:

$$Q_T = (t_B - t_H) \cdot V \cdot \left\{ \frac{P}{S} \cdot [k_c + \varphi \cdot (k_{\text{ок}} - k_c)] + \frac{1}{L} \cdot [\psi_1 \cdot k_{\text{пт}} - \psi_2 \cdot k_{\text{пл}}] \right\}, \quad (1.5.1)$$

где  $k_c$ ,  $k_{\text{ок}}$ ,  $k_{\text{пл}}$ ,  $k_{\text{пт}}$  – коэффициенты теплопередачи стен, окон, пола, нижнего этажа, потолка верхнего этажа;  $\varphi$  – коэффициент остекления, т.е. отношение площади окон к площади вертикальных ограждений (стен);  $\psi_1$ ,  $\psi_2$  – поправочные коэффициенты на расчетный перепад температур для верхнего и нижнего горизонтальных ограждений здания;  $t_B$  – усредненная температура воздуха внутри отапливаемых помещений,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_H$  – температура наружного воздуха,  $^{\circ}\text{C}$ .

Выражение заключенное в (1) в фигурные скобки, представляет собой потерю теплоты теплопередачей через наружные ограждения при разности внутренней и наружной температур  $1^{\circ}\text{C}$ , отнесенную к  $1 \text{ м}^3$  наружного объема здания, и называется удельной теплопотерей здания,  $q_0$  (или отопительной характеристикой здания).

Тогда теплопотери путем теплопередачи через наружные ограждения здания можно определить по формуле:

$$Q_T = q_0 \cdot V \cdot (t_B - t_H) \quad (1.5.2)$$

Значения удельных теплопотерь жилых, общественных и промышленных зданий различного объема и назначения приведены в таблице 1.5.1.

**Удельные тепловые потери жилых и общественных зданий**

Наименование зданий	Объем зданий, V, тыс. м <sup>3</sup>	Удельные тепловые характеристики, Вт/(м <sup>3</sup> ·°С)		Расчетная усреднен. внутренняя температура, t <sub>вн</sub> , °С
		для отопления, Q <sub>o</sub>	для вентиляции, Q <sub>v</sub>	
жилые кирпичные здания	до 5	0.44		18 - 20
	до 10	0.38		
	до 15	0.34		
	до 20	0.32		
	до 30	0.32		
жилые 5-этажные крупно-блочные здания, жилые 9-этажные крупно-панельные здания	до 6	0.49		
	до 12	0.43		
	до 16	0.42		
	до 25	0.43		
административные здания	до 5	0.50	0.10	18
	до 10	0.44	0.09	
	до 15	0.41	0.08	
	более 15	0.37	0.21	
клубы, дома культуры	до 5	0.43	0.29	16
	до 10	0.38	0.27	
	более 10	0.35	0.23	
кинотеатры	до 5	0.42	0.50	14
	до 10	0.37	0.45	
	более 10	0.35	0.44	
универмаги, магазины промтоварные	до 5	0.44	0.50	15
	до 10	0.38	0.40	
	более 10	0.36	0.32	
магазины продовольственные	до 1,5	0.60	0.70	12
	до 8	0.45	0.50	
детские сады и ясли	до 5	0.44	0.13	20
	более 5	0.39	0.12	
школы и высшие учебные заведения	до 5	0.45	0.10	16
	до 10	0.41	0.09	
	более 10	0.38	0.08	
больницы и диспансеры	до 5	0.46	0.34	20
	до 10	0.42	0.32	
	до 15	0.37	0.30	
	более 15	0.35	0.29	
бани, душевые павильоны	до 5	0.32	1.16	25
	до 10	0.36	1.10	
	более 10	0.27	1.04	
прачечные	до 5	0.44	0.93	15
	до 10	0.38	0.90	
	более 10	0.36	0.87	
предприятия общественного питания, столовые, фабрики-кухни	до 5	0.41	0.81	16
	до 10	0.38	0.75	
	более 10	0.35	0.70	
комбинаты бытового обслуживания, дома быта	до 0.5	0.70	0.80	18
	до 7	0.50	0.55	

*Рисунок 1.5.1 Удельные тепловые потери жилых и общественных зданий*

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления на территории поселения составляет - 29 °С.

Таким образом, по предоставленным данным об объемах зданий подключенных к централизованному отоплению, используя формулу (1.5.2) был



произведен расчет тепловых нагрузок абонентов. Суммарная подключенная нагрузка составляет 3,567 Гкал/час.

Подключенная тепловая нагрузка источников теплоснабжения и фактические значения потребления тепловой энергии за 2012 год представлена в таблице 1.5.1.

**Таблица 1.5.1 Подключённая тепловая нагрузка источников теплоснабжения**

<b>Источник теплоснабжения</b>	<b>Подключённая тепловая нагрузка системы отопления, Гкал/час</b>	<b>Потребление тепловой энергии на отопление, Гкал</b>
Котельная №1	1,318	2502,640
Котельная №2	0,531	1597,289
Котельная №3	0,843	2019,831
Котельная №4	0,388	1602,756
Котельная №5	0,486	1155,47
<b>Итого</b>	<b>3,567</b>	<b>8877,986</b>

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

### 1.6.1. Баланс тепловой мощности котельной №1

В таблице 1.6.1.1 и на рисунке 1.6.1.1 представлен баланс тепловой мощности котельной.

Таблица 1.6.1.1 Баланс тепловой мощности котельной №1

Источник	Установленная мощность, Гкал/ч	Расход тепла на собственные нужды, Гкал/ч	Мощность «нетто», Гкал/ч	Подключённая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная №1	4,15	0,239	3,911	1,318	2,593

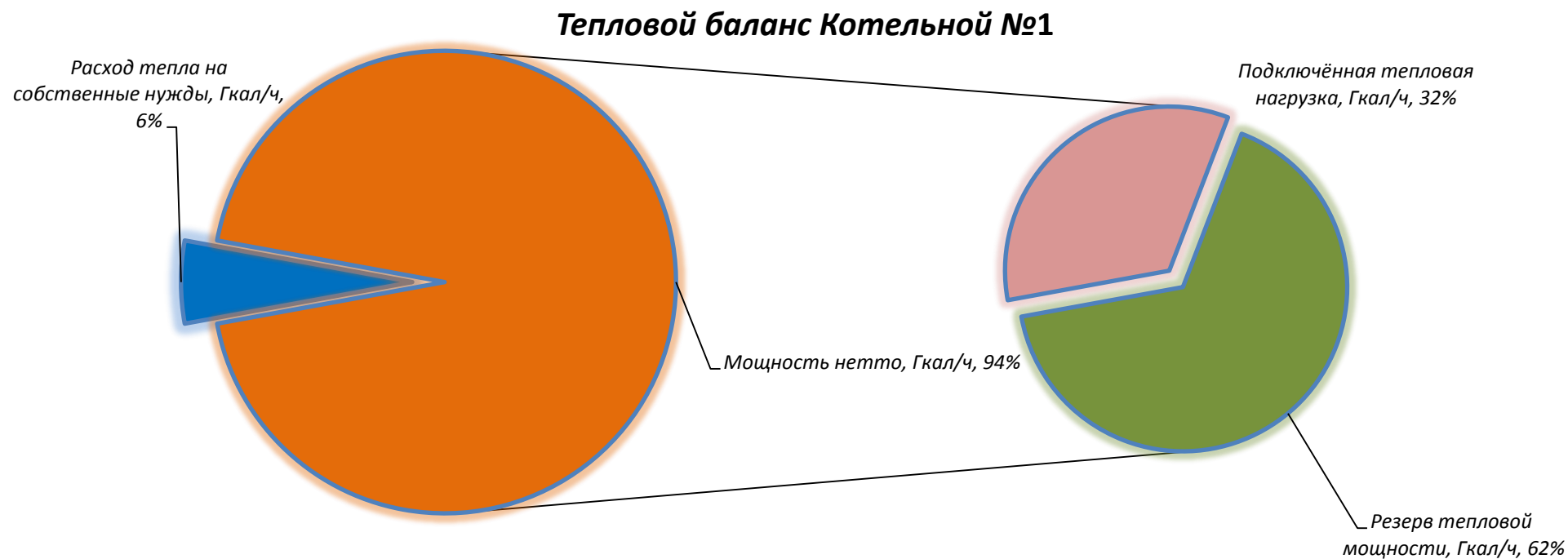


Рисунок 1.6.1.1 Тепловой баланс котельной №1

### 1.6.2. Баланс тепловой мощности котельной №2

В таблице 1.6.2.1 и на рисунке 1.6.2.1 представлен баланс тепловой мощности котельной.

Таблица 1.6.2.1 Баланс тепловой мощности котельной №2

Источник	Установленная мощность, Гкал/ч	Расход тепла на собственные нужды, Гкал/ч	Мощность «нетто», Гкал/ч	Подключённая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная №2	1,62	0,089	1,531	0,531	1,00

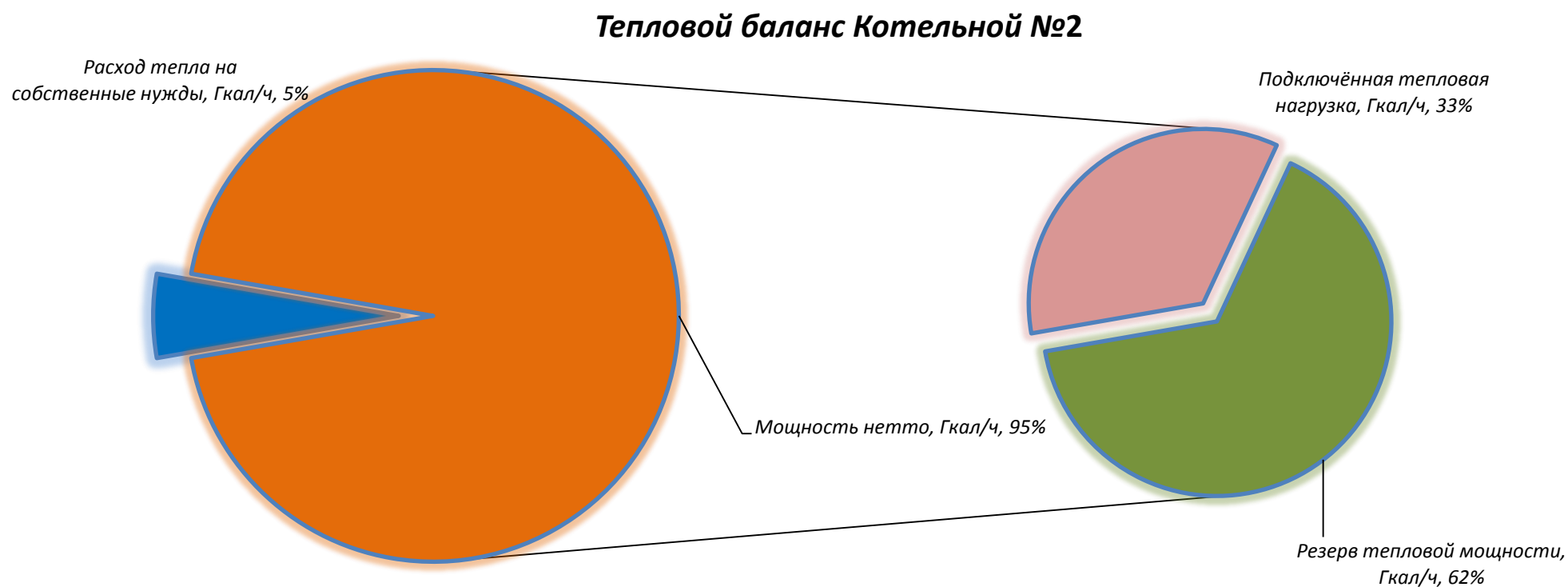


Рисунок 1.6.2.1. Тепловой баланс котельной №2

### 1.6.3. Баланс тепловой мощности котельной №3

В таблице 1.6.3.1 и на рисунке 1.6.3.1 представлен баланс тепловой мощности котельной.

Таблица 1.6.3.1 Баланс тепловой мощности котельной №3

Источник	Установленная мощность, Гкал/ч	Расход тепла на собственные нужды, Гкал/ч	Мощность «нетто», Гкал/ч	Подключённая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная №3	3,24	0,189	3,051	0,843	2,208

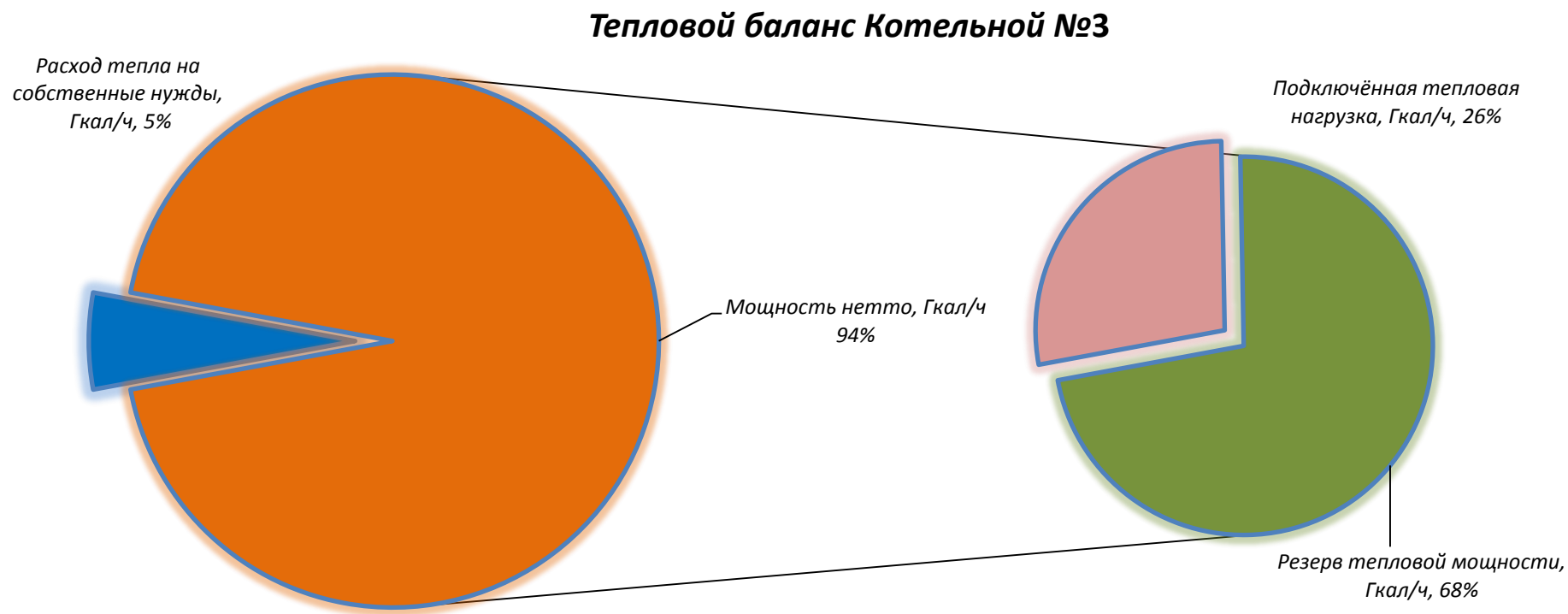


Рисунок 1.6.3.1 Тепловой баланс котельной №3

#### 1.6.4. Баланс тепловой мощности котельной №4

В таблице 1.6.4.1 и на рисунке 1.6.4.1 представлен баланс тепловой мощности котельной.

Таблица 1.6.3.1 Баланс тепловой мощности котельной №4

Источник	Установленная мощность, Гкал/ч	Расход тепла на собственные нужды, Гкал/ч	Мощность «нетто», Гкал/ч	Подключённая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная №4	1,38	0,076	1,304	0,388	0,916

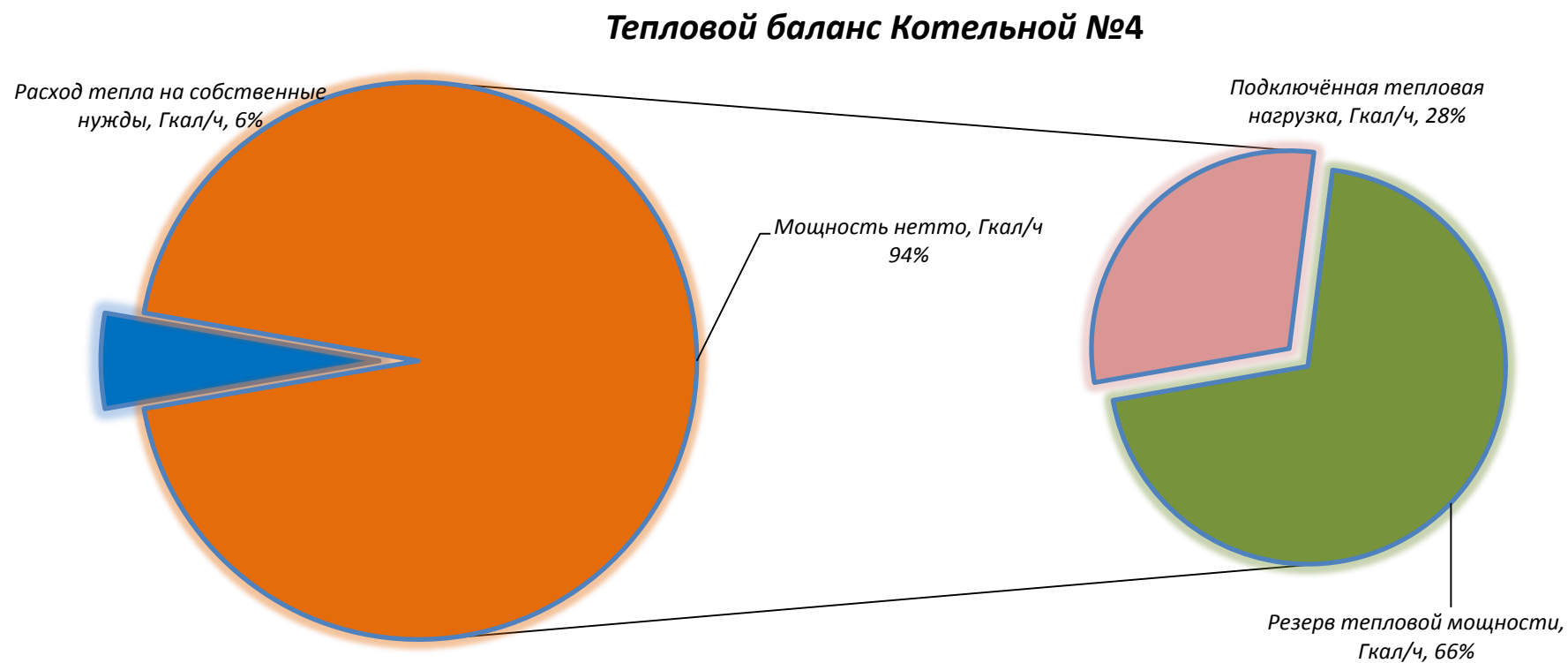


Рисунок 1.6.4.1 Тепловой баланс котельной №4

### 1.6.5. Баланс тепловой мощности котельной №5

В таблице 1.6.5.1 и на рисунке 1.6.5.1 представлен баланс тепловой мощности котельной.

Таблица 1.6.5.1 Баланс тепловой мощности котельной №5

Источник	Установленная мощность, Гкал/ч	Расход тепла на собственные нужды, Гкал/ч	Мощность «нетто», Гкал/ч	Подключённая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная №5	1,62	0,102	1,518	0,388	1,13

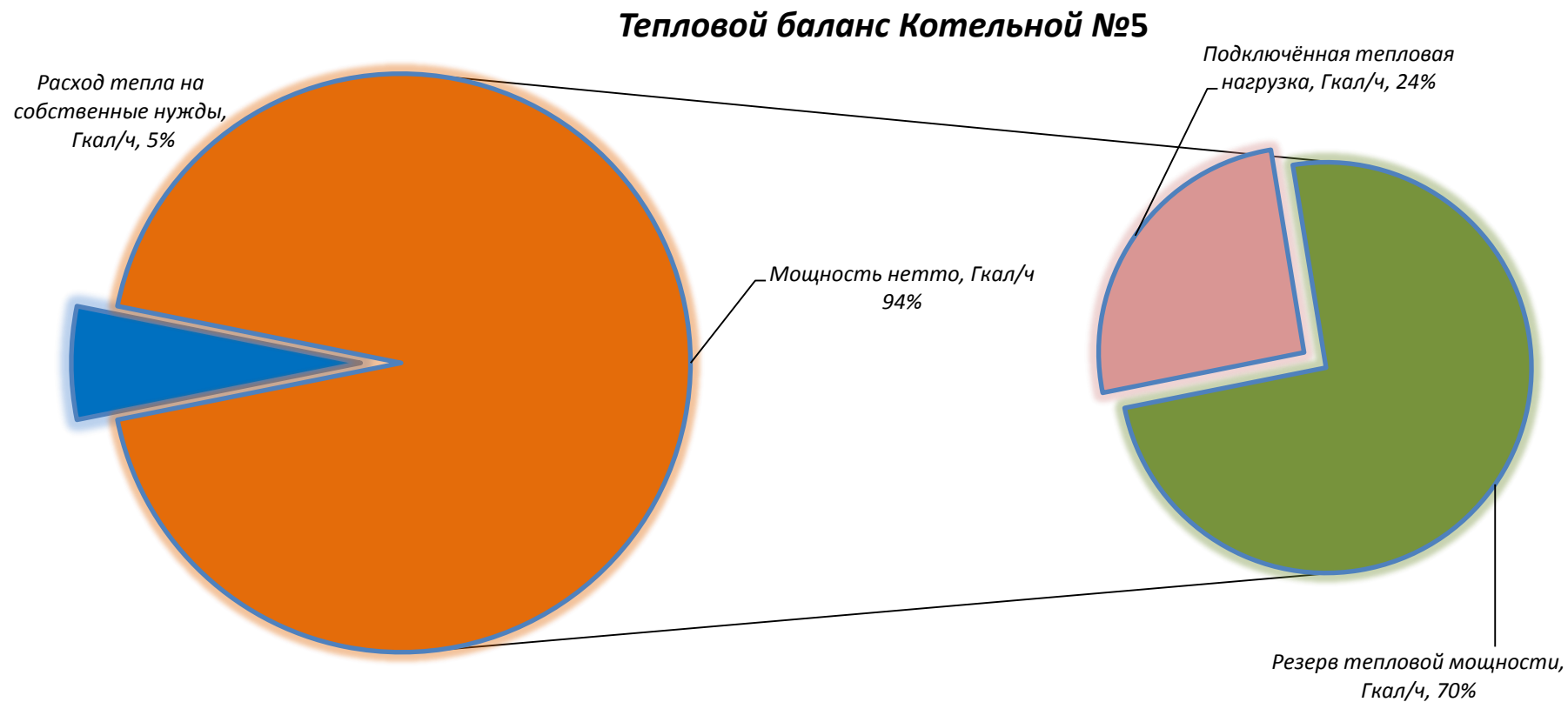


Рисунок 1.6.5.1 Тепловой баланс котельной №5

## 1.7. Балансы теплоносителя

Как отмечалось ранее, котельные не оборудованы системой водоподготовки и, забирают воду непосредственно из городского водопровода. Для котельных №1,2,3,5 используется вода из артезианской скважины, расположенной в ГП пос. Сандово, ул.Колхозная. Оценка качества воды из данной скважины, приведена на рисунках 1.7.1, 1.7.2. Для котельной №4 используется отдельная артезианская скважина, расположенная на территории ПМК. Качество воды представлено на рисунках 1.7.3, 1.7.4.

Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека  
ФБУЗ "Центр гигиены и эпидемиологии в Тверской области" в Бежецком районе  
АККРЕДИТОВАННЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР  
(Испытательная лаборатория)

Адрес: Тверской области, ул.Садовая,26  
Телефон: (848231)2-13-02 факс:(848231)2-27-95  
ОГРН 1056900020462  
ИНН 6901070950/690602001

Аттестат аккредитации  
№ ГСЭН.RU.ЦОА.026.01 от 29.05.2007г.  
Зарегистрирован в Госреестре:  
№РОСС RU.0001.510327 от 29.05.2007г.  
Действителен до 29.05.2012г.

**ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ**  
№ 482 от 29.05.2012

1.Наименование пробы (образца):  
Вода подземных источников:  
артезскважина ул.Колхозная

2.Пробы (образцы) направлены:  
ООО "Управляющая компания Альянс"  
171750, Тверская область, п.Сандово, ул. Заводская, 14

3.Дата и время отбора пробы (образца): 07 ч. 55 мин. 24.05.2012

4.Дата и время доставки пробы (образца): 12 ч. 00 мин. 24.05.2012

5.Сотрудник, отобравший пробы: слесарь АВР Сизов А.В.

6.Цель отбора: Производственный контроль

7.Юридическое лицо, индивидуальный предприниматель или физическое лицо, у которого отбирались пробы (образцы):  
ООО "Управляющая компания Альянс"  
171750, Тверская область, п.Сандово, ул. Заводская, 14

8.Объект, где производился отбор пробы (образца):  
ООО "Управляющая компания Альянс"  
171750, Тверская область, п.Сандово, ул. Заводская, 14

9.Код пробы (образца): 112482201, 212482201

10.ИД на объем лабораторных исследований и их оценку:  
СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"

11.Условия транспортировки: Соответствуют ИД

12.Договор: 50/0

Рисунок 1.7.1 Оценка качества воды и артезианской скважины (ул.Колхозная)

Код образца (пробы):

Санитарно-гигиенические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	Запах при 20 С	2	2	баллы	ГОСТ 3351-74
2	Запах при 60 С	2	2	баллы	ГОСТ 3351-74
3	Привкус	2	2	баллы	ГОСТ 3351-74
4	Цветность	17	20	град.	ГОСТ Р 52769-2007
5	Мутность	1,7	1,5	мг/дм <sup>3</sup>	ГОСТ 3351-74
6	pH	7	от 6 до 9	единицы pH	ГОСТ 8.134-98
7	Жесткость общая	5,9	7	оЖ	ГОСТ Р 52407-05
8	Окисляемость перманганатная	3,5	5	мгО <sub>2</sub> /дм <sup>3</sup>	ПНД Ф 14.2:4.154-99
9	ПАВанионоактивные	<0,015	0,5	мг/л	ГОСТ Р 51211-98
10	Общая минерализация (сухой остаток)	398	1000	мг/л	ГОСТ 18164-72
11	Аммиак (по азоту)	0,31	2	мг/дм <sup>3</sup>	ГОСТ 4192-82
12	Нитраты (по NO <sub>3</sub> )	<0,1	45	мг/л	ГОСТ 18826-73
13	Нитриты (по NO <sub>2</sub> )	<0,003	3	мг/л	ГОСТ 4192-82

Исследования проводили:

Должность, Ф.И.О.	Подпись
Фельдшер-лаборант Макарова Е.В.	<i>Макарова</i>
Врач по СГЛИ Солдатова А.Н.	<i>Солдатова</i>

Код образца (пробы):

Бактериологические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	ОКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100 мл	МУК 4.2.1018-01
2	ТКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100 мл	МУК 4.2.1018-01
3	ОМЧ	0	50	КОЕ в 1 мл	МУК 4.2.1018-01

Исследования проводили:

Должность, Ф.И.О.	Подпись
Фельдшер-лаборант Валова Н.В.	<i>Валова</i>
Врач-бактериолог Елисеева Н.М.	<i>Елисеева</i>

**ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТА:**

Качество воды не соответствует требованиям НД:  
артскважина ул.Колхозная - Мутность (Выше ПДК до 2 раз: 1,13) - СанПиН 2.1.4.1074-01

Ф.И.О., должность лица, ответственного за оформление данного протокола  
Инженер-эколог Романова В.В.

Руководитель ИЛЦ: *Зиберг* Главный врач Зиберг Т.А.



**Примечание:**

1. Результаты исследований распространяются на представленную пробу
2. Настоящий документ не может быть частично или полностью воспроизведен (скопирован) без разрешения на то аккредитованного испытательного лабораторного центра

Протокол составлен в 2 экземплярах

*1*

Рисунок 1.7.2 Оценка качества воды и артезианской скважины (ул.Колхозная), продолжение



АККРЕДИТОВАННЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР  
(Испытательная лаборатория)

Адрес: Тверской области, ул. Садовая, 26  
Телефон: (848231)2-13-02 факс: (848231)2-27-95  
ОГРН 1056900020462  
ИНН 6901070950/690602001

Аттестат аккредитации  
№ ГСЭН.RU.ЦОА.026.01 от 29.05.2007г.  
Зарегистрирован в Госреестре:  
№ РОСС RU.0001.510327 от 29.05.2007г.  
Действителен до 29.05.2012г.

**ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ**  
*№ 487 от 29.05.2012*

**1. Наименование пробы (образца):**

Вода подземных источников:  
артскважина территория ПМК

**2. Пробы (образцы) направлены:**

ООО "Управляющая компания Альянс"  
171750, Тверская область, п. Сандово, ул. Заводская, 14

**3. Дата и время отбора пробы (образца):**

08 ч. 20 мин. 24.05.2012

**4. Дата и время доставки пробы (образца):**

12 ч. 00 мин. 24.05.2012

**5. Сотрудник, отобравший пробы:**

слесарь АВР Сизов А.В.

**6. Цель отбора:**

Производственный контроль

**7. Юридическое лицо, индивидуальный предприниматель или физическое лицо, у которого отбирались пробы (образцы):**

ООО "Управляющая компания Альянс"  
171750, Тверская область, п. Сандово, ул. Заводская, 14

**8. Объект, где производился отбор пробы (образца):**

ООО "Управляющая компания Альянс"  
171750, Тверская область, п. Сандово, ул. Заводская, 14

**9. Код пробы (образца):**

112487206, 212487206, 112487206

**10. НД на объем лабораторных исследований и их оценку:**

СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"

СанПин 2.6.1.2523-09 "Нормы радиационной безопасности НРБ-99-2009"

**11. Условия транспортировки:**

Соответствуют НД

**12. Договор:**

50/0

Рисунок 1.7.3 Оценка качества воды и артезианской скважины (территория ПМК)

Санитарно-гигиенические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	Запах при 20 С	2	2	баллы	ГОСТ 3351-74
2	Запах при 60 С	2	2	баллы	ГОСТ 3351-74
3	Привкус	2	2	баллы	ГОСТ 3351-74
4	Цветность	17	20	град.	ГОСТ Р 52769-2007
5	Мутность	1,5	1,5	мг/дм <sup>3</sup>	ГОСТ 3351-74
6	pH	7,1	от 6 до 9	единицы pH	ГОСТ 8.134-98
7	Жесткость общая	5,8	7	оЖ	ГОСТ Р 52407-05
8	Окисляемость перманганатная	2,88	5	мгО <sub>2</sub> /дм <sup>3</sup>	ПНД Ф 14.2:4.154-99
9	ПАВанионоактивные	<0,015	0,5	мг/л	ГОСТ Р 51211-98
10	Общая минерализация (сухой остаток)	395	1000	мг/л	ГОСТ 18164-72
11	Аммиак (по азоту)	0,295	2	мг/дм <sup>3</sup>	ГОСТ 4192-82
12	Нитраты (по NO <sub>3</sub> )	<0,1	45	мг/л	ГОСТ 18826-73
13	Нитриты (по NO <sub>2</sub> )	<0,003	3	мг/л	ГОСТ 4192-82
Исследования проводили:		Фельдшер-лаборант Макарова Е.В. Врач по СГЛИ Солдатова А.Н.			

Код образца (пробы):

Бактериологические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследований
1	ОКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100 мл	МУК 4.2.1018-01
2	ТКБ	Не обнаружено	не доп.	КОЕ в 100 мл	МУК 4.2.1018-01
3	ОМЧ	0	50	КОЕ в 1 мл	МУК 4.2.1018-01
Исследования проводили:		Фельдшер-лаборант Валова Н.В. Врач-бактериолог Елисеева Н.М.			

Код образца (пробы):

Радиологические исследования					
№ п/п	Определяемые показатели	Результаты исследований	Гигиенический норматив	Единицы измерения	НД на методы исследования
1	Суммарная альфа-активность	0,040 ± 0,030	0,2	Бк/л	МУ 2.6.1.1981-05
2	Суммарная бета-активность	0,190 ± 0,187	1	Бк/л	МУ 2.6.1.1981-05
Исследования проводили:		Биолог Денисова М.В. Врач по СГЛИ Солдатова А.Н.			

**ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТА:**

Качество воды соответствует требованиям НД.

Ф.И.О., должность лица, ответственного за оформление данного протокола  
Инженер-эколог Романова В.В.

Руководитель ИЛЦ:



Врач-эпидемиолог Зибберг Т.А.

**Примечание:**

1. Результаты исследований распространяются на представленную пробу
  2. Настоящий документ не может быть частично или полностью воспроизведен (скопирован или перепечатан) без разрешения на то аккредитованного испытательного лабораторного центра
- Протокол составлен в 2 экземплярах

Рисунок 1.7.4 Оценка качества воды и артезианской скважины (территория ПМК)

## 1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.

В качестве основного топлива на всех котельных использует каменный уголь марок ДГр и ДГКПО (характеристики топлива представлены в табл. 1.2.1.1). На котельных №1 и №3 установлены резервные котлы, работающие на печном топливе (теплота сгорания – 9200 ккал/кг). На остальных котельных резервных источников тепловой энергии и резервного топлива не предусмотрено.

Удельный расход на выработку единицы тепловой энергии для котлов, работающих на твердом топливе - 225,2 кг у.т./Гкал; для котлов, работающих на жидком (печном) топливе – 230 кг у.т./Гкал. Расчётное годовое потребление топлива для каждой котельной представлены в таблице 1.8.1.

**Таблица 1.8.1 Потребление топлива в год**

Источник	Топливо	
	Уголь, тонн	Жидкое (печное) топливо, тонн
Котельная №1	881,65	24,14
Котельная №2	590,07	-
Котельная №3	753,13	24,14
Котельная №4	591,45	-
Котельная №5	435,30	-
<b>ИТОГО</b>	<b>3251,6</b>	<b>48,44</b>

Данные о потреблении топлива, затраченного на выработку тепловой энергии за 2012 год, представлены в таблице 1.8.2. На диаграмме 1.8.1. представлено графическое распределение затрат на топливо по котельным.

**Таблица 1.8.2 Затраты на топливо**

№ котельной	Количество угля, тонн	Количество жидкого (печного) топлива, тонн	Цена 1 тонны угля, с учетом транспортировки, тыс.руб	Цена 1 тонны жидкого (печного) топлива, с учетом транспортировки, тыс. руб	Общая стоимость угля, тыс.руб	Общая стоимость жидкого (печного) топлива, тыс.руб	Общая стоимость топлива, тыс.руб.
1	881,65	24,22	3,89	19,22	3429,17	465,45	3894,63
2	590,07	-			2295,07	-	2295,07
3	753,13	24,22			2929,31	465,45	3394,76
4	591,45	-			2300,45	-	2300,45
5	435,30	-			1693,09	-	1693,09
<b>Итого</b>	<b>3251,60</b>	<b>48,44</b>			<b>12647,10</b>	<b>930,90</b>	<b>13578,00</b>



*Рис.1.8.1. Распределение затрат на топливо по котельным*

В структуре затрат на выработку тепловой энергии, стоимость топлива составляет приблизительно 46,6%. 53,4% приходится на заработную плату персонала, ремонты, амортизацию оборудования и прочие отчисления.

## 1.9. Надёжность теплоснабжения

Применительно к системам теплоснабжения надёжность можно рассматривать как свойства системы:

1. Бесперебойно снабжать потребителей в необходимом количестве тепловой энергией требуемого качества.
2. Не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

На выполнение первой из сформулированных в определении надёжности функций, которая обусловлена назначением системы, влияют единичные свойства безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, режимной управляемости, устойчивоспособности и живучести. Выполнение второй функции, связанной с функционированием системы, зависит от свойств безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, безопасности.

Резервирование – один из основных методов повышения надёжности объектов, предполагающий введение дополнительных элементов и возможностей сверх минимально необходимых для нормального выполнения объектом заданных функций. Реализация различных видов резервирования обеспечивает резерв мощности (производительности, пропускной способности) системы теплоснабжения – разность между располагаемой мощностью (производительностью, пропускной способностью) объекта и его нагрузкой в данный момент времени при допустимых значениях параметров режима и показателях качества продукции.

Надёжность системы теплоснабжения можно оценить исходя из показателей износа тепломеханического оборудования.

### **Показатели (критерии) надёжности**

Способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения (далее по тексту – СЦТ) обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения следует определять по трем показателям (критериям):

– **Вероятность безотказной работы системы [P]** - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых

помещениях жилых и общественных зданий ниже  $+12^{\circ}\text{C}$ , в промышленных зданиях ниже  $+8^{\circ}\text{C}$ , более числа раз установленного нормативами.

– **Коэффициент готовности системы  $[K_r]$**  - вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов, допускаемых нормативами. Допускаемое снижение температуры составляет  $2^{\circ}\text{C}$ .

– **Живучесть системы  $[Ж]$**  - способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных остановов (более 54 часов).

### **Вероятность безотказной работы $[P]$**

Вероятность безотказной работы  $[P]$  для каждого  $j$ -го участка трубопровода в течение одного года вычисляется с помощью плотности потока отказов  $\omega_{jP}$

$$P = e^{(-\omega_{jP})};$$

Вычисленные на предварительном этапе плотности потока отказов  $\omega_{jE}$  и  $\omega_{jP}$ , корректируются по статистическим данным аварий за последние 5 лет в соответствии с оценками показателей остаточного ресурса участка теплопровода для каждой аварии на данном участке путем ее умножения на соответствующие коэффициенты.

Вероятность безотказной работы  $[P]$  определяется по формуле:

$$P = e^{-\omega};$$

где  $\omega$  – плотность потока учитываемых отказов, сопровождающихся снижением подачи тепловой энергии потребителям, может быть определена по эмпирической формуле:

$$\omega = a \cdot m \cdot K_c \cdot d^{0,208};$$

где  $a$  – эмпирический коэффициент. При нормативном уровне безотказности  $a = 0,00003$ ;

$m$  – эмпирический коэффициент потока отказов, полученный на основе обработки статистических данных по отказам. Допускается принимать равным 0,5 при расчете показателя безотказности и 1,0 при расчете показателя готовности;

$K_c$  – коэффициент, учитывающий старение (утрату ресурса) конкретного участка теплотрассы. Для проектируемых новых участков тепловых сетей рекомендуется принимать  $K_c=1$ . Во всех других случаях коэффициент старения

рассчитывается в зависимости от времени эксплуатации по формуле:

$$K_c = 3 \cdot I^{2,6}$$

$$I = n/n_0$$

где  $I$  – индекс утраты ресурса;

$n$  – срок службы теплопровода с момента ввода в эксплуатацию (в годах);

$n_0$  – расчетный срок службы теплопровода (в годах).

Нормативные (минимально допустимые) показатели вероятности безотказной работы согласно СНиП 41-02-2003 принимаются для:

- источника тепловой энергии –  $P_{ит} = 0,97$ ;

- тепловых сетей –  $P_{тс} = 0,90$ ;

- потребителя теплоты –  $P_{пт} = 0,99$ ;

- СЦТ –  $P_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$ .

Заказчик вправе устанавливать более высокие показатели вероятности безотказной работы.

Расчеты показателей (критериев) надежности систем теплоснабжения выполняются с использованием компьютерных программ.

При проектировании тепловых сетей по критерию – вероятность безотказной работы  $[P]$  определяются:

по тепловым сетям:

– допустимость проектирования радиальных (лучевых) теплотрасс и в случае необходимости – места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными тепло-проводами;

– предельно допустимая длина не резервированных участков теплопроводов до каждого потребителя или теплового пункта;

– достаточность диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов, для обеспечения резервной подачи тепловой энергии потребителям при отказах;

– необходимость применения на конкретных участках по условию безотказности надземной прокладки или прокладки в проходных каналах (тоннелях),

**Коэффициент готовности системы  $[E_r]$**  - *вероятность работоспособного состояния системы*, ее готовности поддерживать в отапливаемых помещениях



расчетную внутреннюю температуру более установленного нормативом числа часов в год.

Коэффициент готовности для  $j$ -го участка рассчитывается по формуле:

$$E_T = (5448 - z_1 - z_2 - z_3 - z_4) / 5448;$$

где  $z_1$  - число часов ожидания нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности (5448 – продолжительность отопительного периода, ч);

$z_2$  - число часов ожидания неготовности источника тепла (при отсутствии данных принимается равным 50 ч);

Оценку готовности энергоисточника рекомендуется производить по фактическим статистическим данным числа часов в год неготовности следующих узлов энергоисточника за последние 5 лет эксплуатации:

$$z_2 = z_{об} + z_{впу} + z_{тсв} + z_{пар} + z_{топ} + z_{хво} + z_{эл};$$

где  $z_{об}$  – основного энергооборудования;

$z_{впу}$  – водоподогревательной установки;

$z_{тсв}$  – тракта трубопроводов сетевой воды;

$z_{пар}$  – тракта паропроводов;

$z_{топ}$  – топливообеспечения;

$z_{хво}$  – водоподготовительной установки и группы подпитки;

$z_{эл}$  – электроснабжения.

$z_3$  - число часов ожидания неготовности участка тепловой сети;

$z_4$  - число часов ожидания неготовности систем теплоиспользования абонента (при отсутствии данных принимается равным 10 ч).

Число часов ожидания неготовности  $j$ -го участка тепловой сети:

$$z_3 = t_b \omega_{jE}.$$

Здесь  $t_b$  - среднее время восстановления (в часах) теплопровода диаметра  $d_j$  (см. СНиП 41-02-2003, табл.2);  $\omega_{jE}$  - плотность потока отказов, используемая для вычисления коэффициента готовности.

Минимально допустимый показатель готовности систем центрального теплоснабжения к исправной работе согласно п. 6.31 СНиП 41-02-2003 равен 0,97.

где  $z_1$  – число часов ожидания неготовности СЦТ в период стояния нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Определяется по

климатологическим данным с учетом способности системы обеспечивать заданную температуру в помещениях;

**Живучесть [Ж]** - минимально допустимая величина подачи тепловой энергии потребителям по условию живучести должна быть достаточной для поддержания температуры теплоносителя в трубах и соответственно температуры в помещениях, в подъездах, лестничных клетках, на чердаках и т.п. не ниже +3 °С.

Централизованное теплоснабжение потребителей тепловой энергии осуществляется от 5 источников тепловой энергии, список источников представлен в таблице 1.2.1, схема всех тепловых сетей радиально-тупиковая, резервирование, а также кольцевание сетей отсутствует. Менее надежным местом в системе теплоснабжения является участки тепловых сетей, исчерпавшие свой ресурс. Данные участки имеют крайне низкую надежность и подвержены частым авариям. За последние три года аварий в тепловых сетях не зафиксировано.

## **1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

Согласно Постановлению Правительства РФ №1140 от 30.12.2009 г. «Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющих деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии» раскрытию подлежит следующая информация:

а) о ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам);

б) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности);

в) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества;

г) об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;

д) о наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения;

е) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;

ж) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения.

Сведения, подлежащие раскрытию ООО «АЛЪЯНС Сандовские Тепловые сети» в части технико-экономических показателей производства и передачи тепловой энергии за 2009-2012 гг., представлены в таблице 1.10.1. Графическое представление основных показателей финансово-хозяйственной деятельности Предприятия приведено на рисунке 1.10.1.

**Таблица 1.10.1 Сведения, подлежащие раскрытию в части финансово-хозяйственной деятельности**

Наименование статей расчетных данных	Ед. измерения	Фактические данные предприятия		
		2010	2011	2012
<i>Затраты на производство и передачу т/э всего; в т.ч.:</i>	тыс.руб.	23064,10	24377,10	25764,85
<i>Топливо на технологические цели:</i>	тыс.руб.	13006,40	12978,20	12950,06
<i>Электроэнергия на техн. цели всего, в т.ч.:</i>	тыс.руб.	2085,60	2343,70	2633,74
<i>Вода на технологические цели:</i>	тыс.руб.	265,70	344,60	446,93
<i>Вспомогательные материалы</i>	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
<i>Фонд оплаты труда</i>	тыс.руб.	1542,50	1574,60	1607,37
<i>Отчисления на соц. нужды</i>	тыс.руб.	219,00	533,60	1300,13
<i>Расходы на содержание оборудования, всего:</i>	тыс.руб.	3652,50	4130,10	4670,15
<i>Цеховые расходы</i>	тыс.руб.	239,50	187,90	147,42
<i>Общехозяйственные расходы, в т.ч.:</i>	тыс.руб.	2033,90	2222,60	2428,81
<i>Прочие расходы; в т.ч.:</i>	тыс.руб.	19,00	61,80	201,01

## Структура затрат на производство тепловой энергии

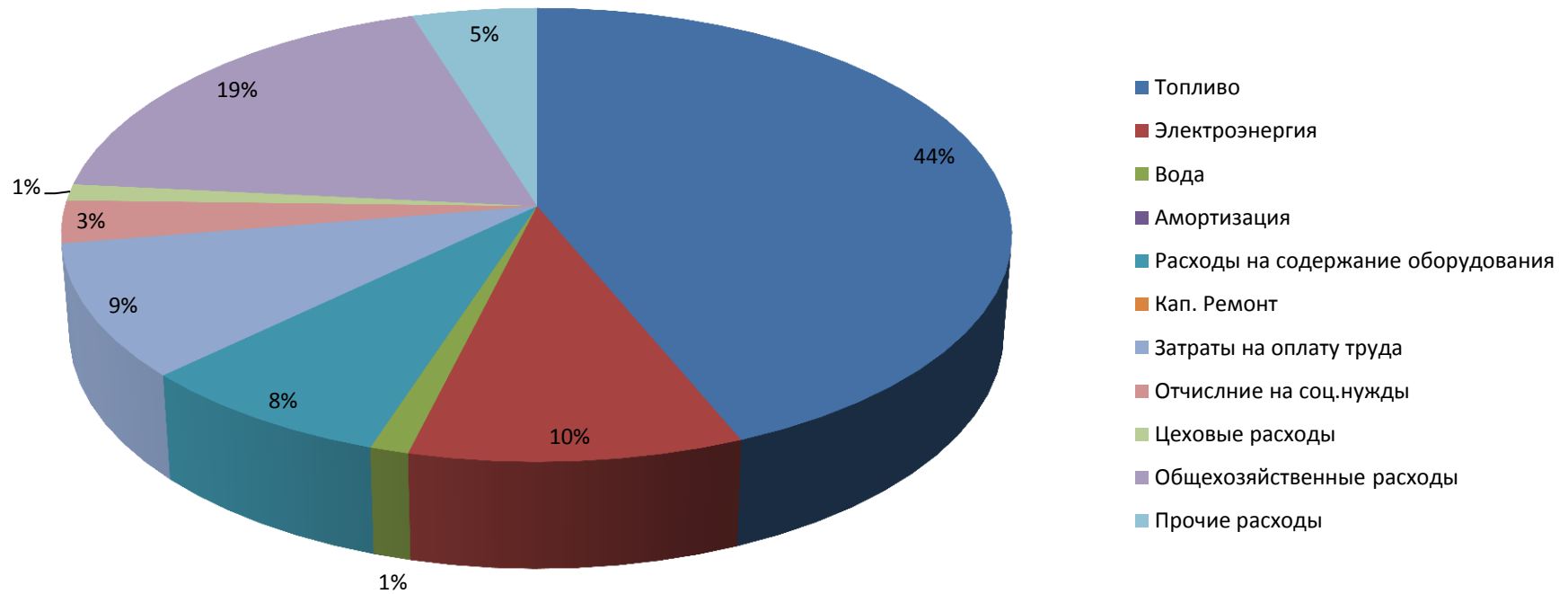


Рисунок 1.10.1 Структура затрат на производство тепловой энергии ООО «АЛЪЯНС Сандовские Тепловые Сети» за базовый период

Сведения, подлежащие раскрытию ООО «АЛЪЯНС Сандовские Тепловые Сети» в части технико-экономических показателей производства и передачи тепловой энергии за первое полугодие 2013 г. представлены в таблице 1.10.2.

**Таблица 1.10.2 Сведения, подлежащие раскрытию в части финансово-хозяйственной деятельности ООО «АЛЪЯНС Сандовские Тепловые Сети» (1 полугодие 2013 года)**

№ п/п	Наименование статей расчетных данных	Ед. изм.	Фактические данные предприятия	
			На объем выработки	На Гкал (руб.)
1	<b>Выработка теплоэнергии</b>	<b>Гкал</b>	288,2 ; 5496,8 =5785	
2	<b>Отпуск теплоэнергии на технологические цели котельной</b>	<b>Гкал</b>	434,0	
2.1.	% к выработке	%	7,5	
3	<b>Покупная тепловая энергия</b>	<b>Гкал</b>		
4	<b>Потери теплоэнергии в сетях</b>	<b>Гкал</b>	490,0	
4.1.	% к выработке	%	8,5	
5.	<b>Полезный отпуск теплоэнергии всего, в т.ч.:</b>	<b>Гкал</b>	4861,0	
5.1.	жилищные организации	Гкал	2355,2	
5.2.	бюджетные организации	Гкал	2219,2	
5.3.	прочие потребители	Гкал	286,6	
5.4.	собственное производство	Гкал		
6.	<b>Затраты на производство и передачу т/э всего; в т.ч.:</b>	<b>тыс.руб.</b>	15345,3 ; 3156,8	
6.1.	<b>Топливо на технологические цели:</b>	<b>тыс.руб.</b>	6716,5 ; 1381,7	
6.1.1.	расход условного топлива	тут	58,8 ; 1127	
6.1.2.	уд. расход условного топлива	кг/Гкал	204 ; 205	
6.1.3.	расход натурального топлива	тнт	40,56 ; 1444,85	
6.1.4.	цена натурального топлива	руб./тнт	19767,79 ; 4093,64	
6.2.	<b>Электроэнергия на техн. цели всего, в т.ч.:</b>	<b>тыс.руб.</b>	1547,3 ; 318,3	
6.2.1.	объем потребляемой э/э	тыс. кВтч	264,9	
6.2.2.	удельный расход э/э	кВтч/Гкал	45,8	
6.2.3.	средняя цена покупной э/э	руб./кВтч	5,95	
6.3.	<b>Вода на технологические цели:</b>	<b>тыс.руб.</b>	180,1 ; 37,1	
6.3.1.	расход воды на техн. цели /канал-я.	тыс. м3	5,79/0,16	
6.3.2.	удельный расход воды	м3/Гкал	1,00	
6.3.3.	тариф за 1 м <sup>3</sup>	руб./м3	27,74	
6.4.	<b>Вспомогательные материалы</b>	<b>тыс.руб.</b>		
6.5.	<b>Фонд оплаты труда</b>	<b>тыс.руб.</b>	1463,7 ; 301,1	
6.5.1.	численность	чел.	17	
6.5.2.	среднемесячная зарплата	руб.	14350	
6.6.	<b>Отчисления на соц. нужды</b>	<b>тыс.руб.</b>	464,3 ; 95,5	
6.6.1.	ставка ЕСН	%	32,2	
6.7.	<b>Расходы на содержание оборудования, всего:</b>	<b>тыс.руб.</b>	1200,30 ; 246,9	
6.7.1.	амортизация	тыс.руб.	169,6	
6.7.2.	арендная плата	тыс.руб.	678,3	
6.7.3.	ремонтный фонд	тыс.руб.	352,40	

6.7.4.	содержание оборудования	тыс.руб.		
6.8.	<b>Затраты на покупную т/э</b>	<b>тыс.руб.</b>		
<b>6.9.</b>	<b>Цеховые расходы</b>	<b>тыс.руб.</b>	179,5	36,9
6.9.1.	ФОТ цехового персонала	тыс.руб.	133,3	
	Среднесписоч. Численность	чел.	1	
	Среднемес. Зарплата	руб.	22217	
6.9.3.	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	40,3	
6.9.4.	Другие	тыс.руб.	5,9	
<b>6.10.</b>	<b>Общехозяйственные расходы, в т.ч.:</b>	<b>тыс.руб.</b>	2857,0	587,8
<b>6.10.1.</b>	<b>ФОТ АУП</b>	<b>тыс.руб.</b>		
	Среднесписоч. Численность	чел.		
	Среднемес. Зарплата	руб.		
<b>6.10.2.</b>	<b>отчисления на соц. нужды</b>	<b>тыс.руб.</b>		
<b>6.10.3.</b>	<b>Другие</b>	<b>тыс.руб.</b>		
<b>6.11.</b>	<b>Оплата услуг РКЦ</b>	<b>тыс.руб.</b>		
<b>6.12.</b>	<b>Прочие расходы; в т.ч.:</b>	<b>тыс.руб.</b>	736,6	151,5
#####	Метеоинформация		11,8	
#####	ТМС (подогрев)		0,8	
#####	Услуги сторонних организаций	тыс.руб.	720,9	
#####	Вывоз, утилизация ТБО	тыс.руб.	3,1	
	<b>Себестоимость производства 1 Гкал тепловой энергии</b>	<b>руб./Гкал</b>	3156,82	
<b>7.</b>	<b>Фактическая прибыль (убыток)</b>	<b>тыс.руб</b>	-3247,1	
7.1.	рентабельность	%		
<b>8.</b>	<b>Инвестиции</b>	<b>тыс.руб.</b>		
<b>9.</b>	<b>Тарифообразующие затраты</b>	<b>тыс.руб.</b>		
<b>10.</b>	<b>Отпускной тариф на теплоэнергию, в т.ч.:</b>	<b>руб./Гкал</b>		
10.1.	жилищные организации	руб/Гкал	1715,1	
10.2.	прочие потребители	руб/Гкал	3340,7	
<b>11.</b>	<b>Валовая выручка</b>	<b>тыс.руб</b>	12098,2	
11.1.	жилищные организации	тыс.руб	4039,5	
11.2.	прочие потребители	тыс.руб	8058,7	
<b>12.</b>	<b>Источники финансирования</b>	<b>тыс.руб</b>	3142,2	
12.1.	администрация области	тыс.руб	3142,2	
12.2.	администрация района (с/п)	тыс.руб		
12.3.	иные	тыс.руб		

Из таблицы 1.10.1 и 1.10.2 видно, что большую часть затрат на производство тепловой энергии имеет топливная составляющая. Ежегодное увеличение затрат является следствием повышения цен на топливо.

Расходы на ремонт не превышают 4,3% от затрат (за базовый год значение показателя составило 1135,5 тыс. руб.).

Для снижения себестоимости тепловой энергии, предприятию необходимо снизить объемы потребления топлива. Снижение объемов потребления топлива может быть достигнуто снижением тепловых потерь в системах транспорта и распределения тепловой энергии, а также снижением удельных расходов топлива на производство тепловой энергии. В свою очередь снижение потерь тепловой энергии в тепловых сетях обеспечивается путем обновления трубопроводов тепловых сетей и теплоизоляционного слоя, а снижение удельных расходов топлива – режимной наладкой теплогенерирующего оборудования и заменой устаревшего основного оборудования котельных.

Для повышения эффективности работы теплогенерирующего оборудования и систем транспорта и распределения тепловой энергии рекомендуется проводить энергетические обследования оборудования не реже одного раза в пять лет и своевременно проводить ремонты.

Из предоставленных данных видно, что себестоимость производства тепловой энергии на котельных ООО «АЛЪЯНС Сандовские Тепловые Сети» крайне высока. Объясняется это, прежде всего большими расходами на топливо, что в свою очередь объясняется низким КПД, установленных котлов.



### 1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

Тарифы на тепловую энергию и динамика их изменения за 2009 – 2013 годы, приведены в таблице 1.11.1.

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

Из анализа предоставленных данных следует, что тарифы на тепловую энергию неуклонно растут. Основной причиной увеличения тарифов на тепловую энергию является постоянное повышение цены на энергоносители, необходимые для производства тепловой энергии и увеличение потерь тепловой энергии ввиду изношенности тепловых сетей.

В последнее время рост тарифов на тепловую энергию ограничен и не может превышать 15% в год, но фактический рост тарифа на тепловую энергию объективно опережает данный показатель. Поэтому теплоснабжающей организации, из федерального бюджета, компенсируется разница между установленным тарифом для населения и фактическим тарифом на тепло.

Структура тарифов аналогична структуре затратных статей Предприятия. Структура затратных статей подробно рассмотрена в разделе 1.10.

**Таблица 1.11.1 Тарифы на тепловую энергию**

Период	Стоимость 1 Гкал для населения, руб.	100 % стоимость 1 Гкал, руб.
2009	1250,8	2820,1
2010	1363,4	2875,0
2011	1567,87	3105,0
с 01.01.2012 по 30.06.2012	1567,87	3105,0
с 01.07.2012 по 31.08.2012	1661,94	3291,3
с 01.09.2012 по 31.12.2012	1715,12	3340,67
с 01.01.2012 по 30.06.2012	1715,12	3340,67
с 01.07.2013 по 31.12.2013	1972,39	3734,9

## **1.12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения**

Из комплекса существующих проблем организации качественного теплоснабжения на территории ГП пос. Сандово можно выделить следующие составляющие:

- износ сетей;
- отсутствие приборов учета большинства потребителей;
- отсутствие тепловых пунктов у большинства потребителей;
- отсутствие контроля за количеством вырабатываемой тепловой энергии;
- отсутствие системы водоподготовки;
- низкий уровень автоматизации котельных;
- использование котлов с низким КПД.

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

Старение тепловых сетей приводит как к снижению надежности, вызванному коррозией и усталостью металла, так и разрушению изоляции. Разрушение изоляции в свою очередь приводит к тепловым потерям и значительному снижению температуры теплоносителя на вводах потребителей. Отложения, образовавшиеся в тепловых сетях за время эксплуатации в результате коррозии, отложений солей жесткости и прочих причин, снижают качество сетевой воды. Также отложения уменьшают проходной (внутренний) диаметр трубопроводов, что приводит к снижению давления воды на вводе у потребителей и повышению давления в прямой магистрали на источнике, а следовательно увеличению затрат на электроэнергию вследствие необходимости задействования дополнительных мощностей сетевых насосов.

Повышение качества теплоснабжения может быть достигнуто путем замены трубопроводов и реконструкции тепловых сетей.

**Отсутствие приборов учета у большинства потребителей** не позволяет оценить фактическое потребление тепловой энергии каждым потребителем. Установка приборов учета, позволит производить оплату за фактически

потребленную тепловую энергию и правильно оценить тепловые характеристики ограждающих конструкций.

**Отсутствие тепловых пунктов у потребителей** делает невозможным регулировку теплопотребления непосредственно в здании абонента, что приводит к перетокам в переходные периоды работы системы теплоснабжения. Оптимальным вариантом решения данной проблемы является монтаж теплового пункта со встроенной погодозависимой автоматикой. Установка автоматики позволит улучшить параметры микроклимата в отапливаемых помещениях и значительно снизить затраты денежных средств на отопление.

**Отсутствие контроля расхода воды и количества вырабатываемой тепловой энергии** – приборы учета тепловой энергии установлены только на котельных №2 и №4. Счетчик холодной воды только на котельной №3. На этих котельных ведется журнал, в который вносятся ежедневные показания со счетчиков. Однако не ведется контроль соблюдения КПД котельного оборудования режимным картам, путем сопоставления израсходованного топлива с выработанной тепловой энергией (по счетчикам). Преимущественно это связано с низкой автоматизацией на котельных. На котельных №1,3,5 УУТЭ не установлены.

**Отсутствие системы водоподготовки.** Основная задача системы водоподготовки для котельных - предотвратить образование минеральных отложений на внутренней поверхности водогрейных котлов, теплообменников и трубопроводов тепловых станций. Эти отложения приводят к значительным потерям мощности водогрейных котлов, а в некоторых случаях могут полностью заблокировать работу котельной из-за закупоривания внутренней конструкции водогрейного оборудования или образования очаговой коррозии. Отсутствие данной системы негативно сказывается на всей системе теплоснабжения в целом.

**Низкий уровень автоматизации котельных.** Во всех котельных ООО «АЛЬЯНС Сандовские Тепловые Сети» автоматизация работы котельного оборудования находится на очень низком уровне. Основные технологические процессы: загрузка топлива, поддержание давления, температуры, вывоз шлака, - вручную выполняет обслуживающий персонал (кочегар). Для надежной и бесперебойной работы котельной следует стремиться к минимизации

«человеческого фактора». Предлагается рассмотреть варианты модернизации котельных, с возможностью автоматической загрузки топлива, поддержания температуры и установкой автоматизированной системы подпитки.

**Использование котлов с низким КПД.** На всех котельных ООО «АЛЪЯНС Сандовские Тепловые Сети» используются твердотопливные котлы типа КВР, производителя «Луга-Лотос». Заявленный КПД котлов 75%. На данный момент на рынке представлено множество отечественных и зарубежных вариантов твердотопливных котлов со значительно более высокими значениями КПД и намного более широкими возможностями для автоматизации. Рекомендуется в плановом порядке заменить устаревшие котлы КВР на более современные модели.

Из рассмотренных выше проблем, наиболее существенными являются износ оборудования угольных котельных и износ тепловых сетей. Решению данных проблем следует уделить особое внимание.

Организация надежного и безопасного теплоснабжения ГП пос. Сандово – это комплекс организационно-технических мероприятий, из которых можно выделить следующие:

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

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

Оценку остаточного ресурса обычно проводят с помощью инженерной диагностики - надежного, но трудоемкого и дорогостоящего метода обнаружения потенциальных мест отказов. В связи с этим для определения перечня участков тепловых сетей, которые в первую очередь нуждаются в комплексной диагностике, следует проводить расчет надежности. Этот расчет должен базироваться на статистических данных об авариях, результатах осмотров и технической диагностики на рассматриваемых участках тепловых сетей за период не менее пяти лет.

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

**Диспетчеризация** - организация круглосуточного контроля состояния тепловых сетей и работы оборудования систем теплоснабжения.

**Разработка методов определения мест утечек** – методы, применяемые на предприятии и не нашедшие применения, описаны в п. 1.3.

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

На этапе сбора исходных данных для разработки Схемы теплоснабжения ГП пос. Сандово, Администрацией района была предоставлена информация о планируемой застройке на 2013-2028 гг.

Планируется возведение двух домов: 8-ми и 6-ти квартирного, а также подключение ряда существующих объектов жилой недвижимости к центральному теплоснабжению.

Строительства новых промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах не выявлено.

### **2.1 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации**

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

В соответствии с указанными документами, проектируемые и реконструируемые жилые, общественные и промышленные здания, должны проектироваться согласно СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».

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

Требования к повышению тепловой защиты зданий и сооружений, основных потребителей энергии, являются важным объектом государственного регулирования в большинстве стран мира. Эти требования рассматриваются также с точки зрения охраны окружающей среды, рационального использования невозобновляемых природных ресурсов и уменьшения влияния "парникового" эффекта и сокращения выделений двуоксида углерода и других вредных веществ в атмосферу.

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

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

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

Согласно СНиП 23-02-2003, энергетическую эффективность жилых и общественных зданий следует устанавливать в соответствии с классификацией по таблице 2.1.1.

Присвоение классов D, E на стадии проектирования не допускается.

Классы A, B устанавливаются для вновь возводимых и реконструируемых зданий на стадии разработки проекта и впоследствии их уточняют по результатам эксплуатации.

Для достижения классов A, B органам администраций субъектов Российской Федерации рекомендуется применять меры по экономическому стимулированию участников проектирования и строительства.

Класс C устанавливается при эксплуатации вновь возведенных и реконструированных зданий согласно разделу 11 СНиП 23-02-2003.

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

эксплуатируемых зданий следует устанавливать по данным измерения энергопотребления за отопительный период согласно таблице 2.1.1.

**Таблица 2.1.1 Классы энергетической эффективности зданий**

Обозначение класса	Наименование класса энергетической эффективности	Величина отклонения расчетного (фактического) значения удельного расхода тепловой энергии на отопление здания $q_h^{des}$ от нормативного, %	Рекомендуемые мероприятия органами администрации субъектов РФ
<b>Для новых и реконструированных зданий</b>			
A	Очень высокий	Менее минус 51	Экономическое стимулирование
B	Высокий	От минус 10 до минус 50	То же
C	Нормальный	От плюс 5 до минус 9	-
<b>Для существующих зданий</b>			
D	Низкий	От плюс 6 до плюс 75	Желательна реконструкция здания
E	Очень низкий	Более 76	Необходимо утепление здания в ближайшей перспективе

Нормами установлены три показателя тепловой защиты здания:

а) приведенное сопротивление теплопередаче отдельных элементов ограждающих конструкций здания;

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

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

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

#### **Сопротивление теплопередаче элементов ограждающих конструкций**

Приведенное сопротивление теплопередаче  $R_0$ ,  $m^2 \cdot ^\circ C / Вт$ , ограждающих конструкций, а также окон и фонарей (с вертикальным остеклением или с углом



наклона более 45°) следует принимать не менее нормируемых значений  $R_{req}$ ,  $m^2 \cdot ^\circ C / Вт$ , определяемых по таблице 2.1.2 СНиП 23-02-2003, в зависимости от градусо-суток района строительства  $D_d$ ,  $^\circ C \cdot сут$ .

**Таблица 2.1.2 Нормируемые значения сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций**

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

### Нормируемый температурный перепад между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции

Расчетный температурный перепад  $\Delta t_0$ , °С, между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции не должен превышать нормируемых величин  $\Delta t_n$ , °С, установленных в таблице 2.1.3.

**Таблица 2.1.3 Нормируемый температурный перепад между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции**

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

### Удельный расход тепловой энергии на отопление здания

Удельный (на 1 м<sup>2</sup> отапливаемой площади пола квартир или полезной площади помещений [или на 1 м<sup>3</sup> отапливаемого объема]) расход тепловой энергии на отопление здания  $q_h^{des}$ , кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сут) или [кДж/(м<sup>3</sup>·°С·сут)] должен быть меньше или равен нормируемому значению  $q_h^{req}$ , кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сут) или [кДж/(м<sup>3</sup>·°С·сут)], и определяется путем выбора теплозащитных свойств ограждающих конструкций здания, объемно-планировочных решений, ориентации здания и типа, эффективности и метода регулирования используемой системы

отопления. Значения удельного расхода тепловой энергии на отопление здания должно удовлетворять значениям, приведенным в таблицах 2.1.4 и 2.1.5.

**Таблица 2.1.4 Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление жилых домов многоквартирных отдельно стоящих и блокированных, кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сут)**

Отапливаемая площадь домов, м <sup>2</sup>	С числом этажей			
	1	2	3	4
60 и менее	140	-	-	
100	125	135	-	-
150	110	120	130	-
250	100	105	110	115
400	-	90	95	100
600	-	80	85	90
1000 и более	-	70	75	80

Примечание - При промежуточных значениях отапливаемой площади дома в интервале 60-1000 м<sup>2</sup> значения  $q_h^{req}$  должны определяться по линейной интерполяции.

**Таблица 2.1.5 Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление зданий, кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сут) или кДж/(м<sup>3</sup>·°С·сут)**

Типы зданий	Этажность зданий					
	1-3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
1 Жилые, гостиницы, общежития	По таблице 8	85[31] для 4-этажных одноквар- тирных и блоки- рованных домов - по таблице 8	80[29]	76[27,5]	72[26]	70[25]
2 Общие, кроме перечисленных в поз.3, 4 и 5 таблицы	[42]; [38]; [36] соответственно нарастающую этажности	[32]	[31]	[29,5]	[28]	-
3 Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	[34]; [33]; [32] соответственно нарастающую этажности	[31]	[30]	[29]	[28]	-
4 Дошкольные учреждения	[45]	-	-	-	-	-
5 Сервисного обслуживания	[23]; [22]; [21] соответственно нарастающую этажности	[20]	[20]	-	-	-
6 Административного назначения (офисы)	[36]; [34]; [33] соответственно нарастающую этажности	[27]	[24]	[22]	[20]	[20]
Примечание - Для регионов, имеющих значение $D_d=8000^{\circ}\text{C}\cdot\text{сут}$ и более, нормируемые $Q_h^{\text{req}}$ следует снизить на 5%.						

В настоящем проекте расчет тепловых нагрузок производится с условием строительства жилых зданий с классом энергетической эффективности «С».

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

Перспективные нагрузки централизованного теплоснабжения на цели отопления, жилых и административных потребителей вычислены методом расчета по удельным теплопотерям. В качестве исходных данных принят строительный объем планируемой застройки и присоединения существующих объектов к центральному теплоснабжению. Метод расчета описан в п.1.5.

Планируемые нагрузки для каждого элемента территориального деления на расчетный период схемы теплоснабжения (до 2028 года) приведены в таблицах 2.2.1.

**Таблица 2.2.1 Перспективная нагрузка по источникам**

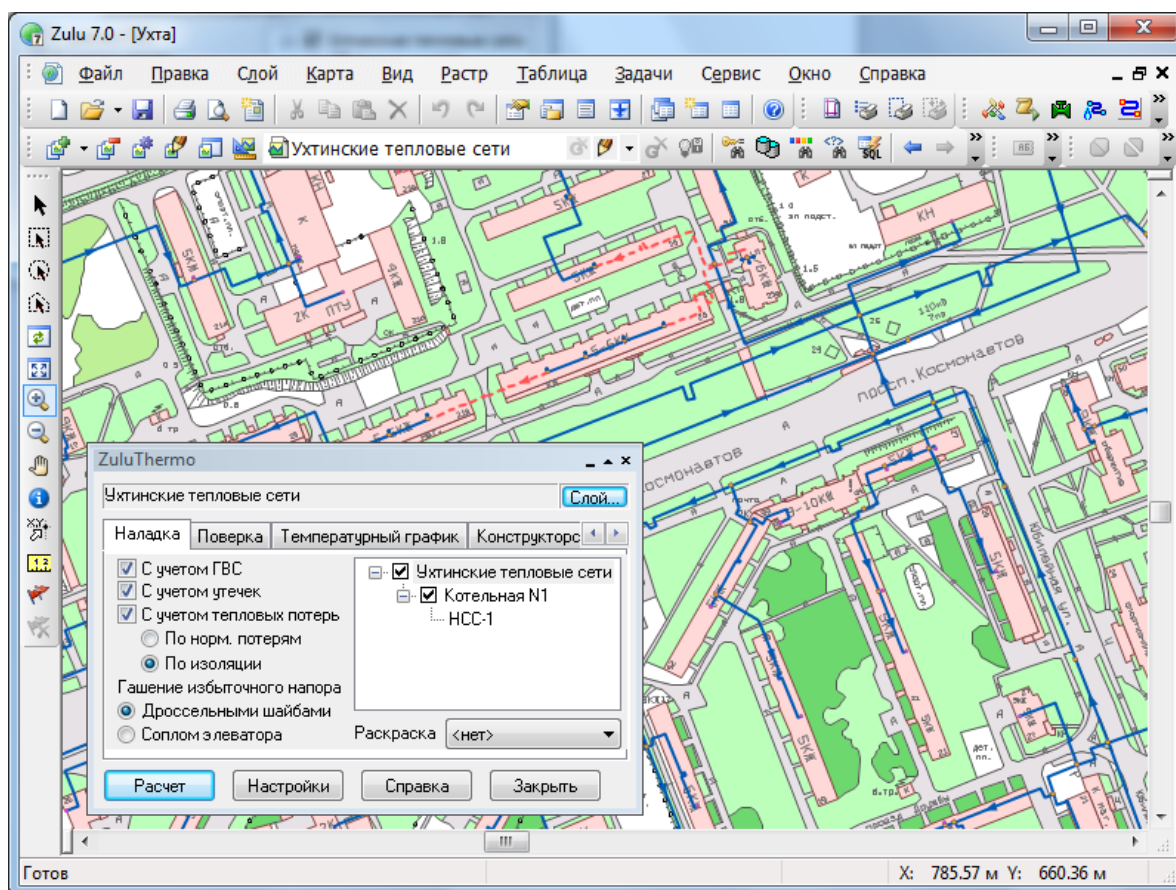
Котельная	Адрес	Кол-во квартир	Отапливаемый объем, м <sup>3</sup>	Удельная тепловая характеристика, Вт/(м <sup>3</sup> °С)	Нагрузка на отопление, Гкал/ч
<i>Котельная №1</i>	ул.Октябрьская, д.16	12	2314	0,49	0,0558
	ул.Октябрьская, д.28	8	1660	0,49	0,0400
	ул.Советская, д.27	12	1850	0,49	0,0446
<i>Котельная №3</i>	ул.Советская, д.6	6	1126	0,49	0,0271
	Новостройка – ул.Речная, д.5	6	638	0,49	0,0154
	Новостройка– ул.Речная, д.6	4	588	0,49	0,0142
<i>Котельная №4</i>	ул.Заречная, д.3	12	1792	0,49	0,0432
<i>Котельная №5</i>	ул.Рудакова, д.17	12	2330	0,49	0,0531
	ул.Рудакова, д.28	12	2171	0,49	0,0371
	ул.Кооперативная, д.4	6	638	0,49	0,0373
	ул.Колхозная, д.25	12	2146	0,49	0,0193
	ул.Виноградова, д.8	15	3631	0,49	0,0333
	ул.Виноградова, д.12	8	1770	0,49	0,0333
	ул.Виноградова, д.14	16	3545	0,49	0,0330
ул.Виноградова, д.24	4	1732	0,49	0,0736	
<i>Итого</i>		141	27931		0,574

### ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Электронная модель системы теплоснабжения выполнена в ГИС Zulu 7.0. Все расчеты, приведенные в данной работе, сделаны на 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 информаци-онные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчеты. Внешний вид электронной модели представлен на рисунке 3.1.



**Рисунок 3.1 – Внешний вид электронной модели**

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

Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением к сети индивидуальных тепловых пунктов (далее по тексту - ИТП) и центральных

тепловых пунктов (далее по тексту - 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.

В настоящий момент продукт существует в следующих вариантах:

- ZuluThermo - расчеты тепловых сетей для ГИС Zulu;
- ZuluArcThermo - расчеты тепловых сетей для ESRI ArcGIS;
- ZuluNetTools - ActiveX-компоненты для расчетов инженерных сетей.

Состав задач:

- построение расчетной модели тепловой сети;
- паспортизация объектов сети;
- наладочный расчет тепловой сети;
- поверочный расчет тепловой сети;
- конструкторский расчет тепловой сети;
- расчет требуемой температуры на источнике;
- коммутационные задачи;
- построение пьезометрического графика;
- расчет нормативных потерь тепла через изоляцию;
- построение расчетной модели тепловой сети.

При работе в геоинформационной системе сеть достаточно просто и быстро заносится с помощью мышки или по координатам. При этом сразу формируется расчетная модель. Остается лишь задать расчетные параметры объектов и нажать кнопку выполнения расчета.

### *Поверочный расчет тепловой сети*

Целью поверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количестве 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 поверочной 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 теплоснабжения. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

### *Пьезометрический график*

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

- 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. На рисунке 3.2 представлен пример пьезометрического графика тепловой сети.

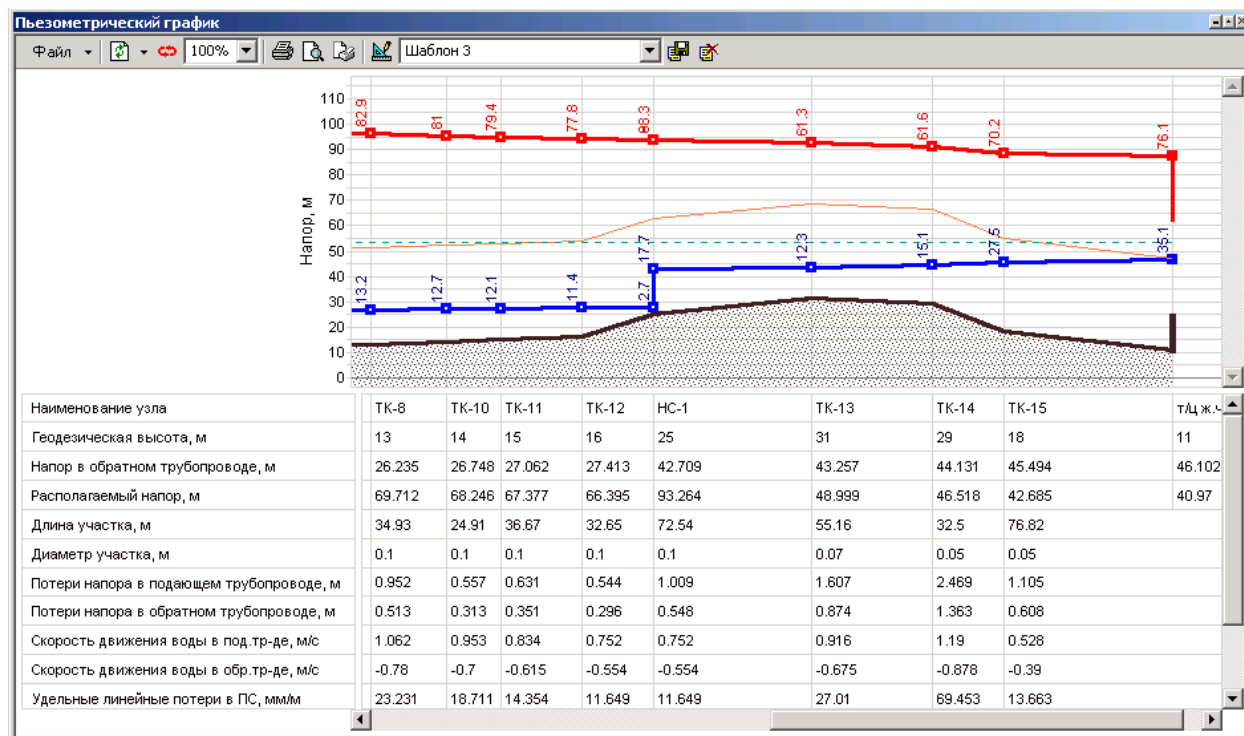


Рисунок 3.2 – Пьезометрический график

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.

## ГЛАВА 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 и располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Данные расчетов резервов приведены в таблице 4.1.1.

Резервы тепловой мощности выявлены во всех котельных. Величина резерва для каждой котельной различна, она зависит от удаленности источника теплоснабжения, от диаметра магистральной тепловой сети, от плотности существующей застройки, а также от количества подключённых потребителей. Т.к. теплоснабжающая организация пытается уйти от использования печного (жидкого) топлива, то для котельных №1 и №3 дополнительно рассчитан резерв мощности, при использовании исключительно твердотопливных котлоагрегатов.

Наличие резервов тепловой энергии дает возможность проводить точечную застройку, а также выполнять реконструкцию существующих зданий с увеличением тепловых нагрузок.

**Таблица 4.1.1 Существующие резервы тепловой мощности в котельных**

Котельная	Суммарная мощность котельной нетто, Гкал/ч	Мощность котельной нетто (на твердом топливе), Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Суммарный резерв мощности, Гкал/ч	Резерв мощности (на твердом топливе), Гкал/ч	Резерв мощности, %	Перспективная нагрузка, Гкал/ч
1	3,911	2,453	1,318	2,593	1,135	43	0,140
2	1,531	-	0,531	1,0	0,594	62	-
3	3,051	1,539	0,843	2,208	0,696	68	0,071
4	1,304	-	0,388	0,916	0,571	40	0,043
5	1,518	-	0,486	1,130	0,627	56	0,320

Гидравлический расчет показал возможность обеспечения планируемой застройки централизованным теплоснабжением. Общая тепловая нагрузка централизованного теплоснабжения жилых и административных потребителей поселения на планируемый период составит – 0,574 Гкал/ч.

## **4.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя с целью определения возможности обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей**

Гидравлический расчет выполнен на электронной модели схемы теплоснабжения в ПРК Zulu 7.0.

По существующей схеме теплоснабжения произведены следующие виды расчетов:

- *конструкторский*; с его помощью определены диаметры трубопроводов к перспективным потребителям, по заданным параметрам нагрузки;
- *проверочный*; его результатом являются параметры тепловой энергии, передаваемой жилым и административным потребителям;
- *наладочный*; при помощи которого определены места установки, количество и расчетные диаметры необходимых дроссельных устройств.

По результатам гидравлических расчетов сделаны следующие выводы:

- Существующие тепловые сети способны обеспечить передачу тепловой энергии в полном объеме, необходимом для покрытия нагрузок при расчетных параметрах наружного воздуха;
- На большинстве магистральных сетей имеются резервы пропускной способности трубопроводов, достаточные, чтобы производить подключение некоторого числа потребителей к системе централизованного теплоснабжения. Однако, существуют проблемные участки (Котельная №1), запас пропускной способности, на которых исчерпан.

Гидравлический расчет тепловых сетей с учетом перспективной нагрузки представлен ниже.

#### 4.2.1. Перспективный гидравлический расчёт тепловых сетей котельной №1

К котельной №1 планируется подключение двух 12-ти квартирных домов (ул. Октябрьская, д.16, ул. Советская, д.27) и одного 8-ми квартирного дома (ул. Октябрьская, д.28). Необходимая тепловая нагрузка для подключения новых потребителей – 0,140 Гкал/ч. Котельная №1 располагает необходимым резервом мощности, позволяющим произвести подключение новых абонентов.

Как видно из рис. 4.2.1.1 присоединение всех трех домов планируется к уже существующей ветке тепловой сети от Узла 2 до здания детского сада. В п. 1.3.1 уже описывалось, что данный участок сети является проблемным и не обладает достаточным запасом пропускной способности. Моделирование наладки системы с помощью установки дросселирующих устройств, не дало существенных результатов. Соответственно для обеспечения существующих и перспективных абонентов тепловой энергией в полном объеме, при заданном температурном графике и давлении, необходимо произвести изменение конструктивных параметров тепловой сети.

В ПРК Zulu 7.0 был произведен конструкторский расчет участка тепловой сети с учетом перспективных абонентов. В ходе расчета были определены оптимальные диаметры каждого участка тепловой сети от Узла 2 до здания детского сада. Результаты представлены в таблице 4.2.1.1.

**Таблица 4.2.1.1 Результаты конструкторского расчета участка тепловой сети**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
Узел 10	МБДОУ д/с "Родничок"	2	0,05	0,05	Надземная
Узел 10	Узел 10-1	50	0,05	0,05	Надземная
Узел 10-1	МБДОУ д/с "Родничок"	48	0,05	0,05	Надземная
Узел 2	Узел 10-3	102	0,08	0,08	Надземная
Узел 10-3	Узел 10-2	11	0,08	0,08	Надземная
Узел 10-2	Узел 10	124	0,07	0,07	Надземная
Узел 10-3	ул. Советская, д.27	9	0,05	0,05	Надземная
Узел 10-2	ул. Октябрьская, д.16	71	0,05	0,05	Надземная
Узел 10-1	ул. Октябрьская, д.28	42	0,05	0,05	Надземная

Система с конструктивными параметрами, приведенными в табл. 4.2.1.1 способна обеспечить необходимые тепловые нагрузки, как уже существующим абонентам, так и перспективным.

После изменений, внесенных в электронную модель, был произведен повторный наладочный расчет тепловой сети. Он показал, что при корректном подборе места и диаметра дросселирующих шайб, все абоненты тепловой сети Котельной №1, будут обеспечены требуемыми тепловыми нагрузками.

В таблице 4.2.1.2 приведены результаты наладочного расчета.

**Таблица 4.2.1.1 Результаты наладочного расчета тепловой сети**

Адрес узла ввода	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Количество шайб на под. тр-де перед СО, шт	Диаметр шайбы на обр. тр-де после СО, мм	Количество шайб на обр. тр-де после СО, шт	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Потери напора на шайбе обр.тр-да после СО, м
ул. Октябрьская, д.11	1,472	5,566	1	0	0	22,578	0
ул.Советская, д.8	10,54	14,895	1	0	0	22,57	0
ул. Октябрьская, д.9	4,156	9,401	1	0	0	22,116	0
ул. Советская, д.14/7	2,108	6,705	1	0	0	21,981	0
ул. Октябрьская, д.12	2,66	7,378	1	0	0	23,879	0
ул. Октябрьская, д.10	2,076	6,536	1	0	0	23,618	0
ул. Октябрьская, д.9	2,596	7,343	1	0	0	23,183	0
ул. Октябрьская, д.8	2,66	7,403	1	0	0	23,56	0
ул. Пионерская, д.18	2,008	6,565	1	0	0	21,701	0
ул.Советская, д.26	1,016	4,549	1	0	0	24,109	0
ул. Советская, д.22	4,152	9,212	1	0	0	23,94	0
ул. Советская, д.33	1,124	4,798	1	0	0	23,844	0
ул. Октябрьская, д.26 к.1	6,776	14,036	1	0	0	11,831	0
ООО "АЛЪЯНС-Плюс"	1,188	4,935	1	0	0	23,8	0
ул. Октябрьская, д.26 к.2	6,776	47,969	1	0	0	0,087	0

ул. Советская, д.20	2,144	6,657	1	0	0	23,41	0
ул.Советская, д.18	1,1	4,734	1	0	0	24,092	0
ул. Октябрьская, д.14/16	2,7	7,446	1	0	0	23,714	0
ул. Советская, д.27	5,421	0	0	0	0	0	0
ул. Октябрьская, д.16	5,202	0	0	0	0	0	0
ул. Октябрьская, д.28	1,6	8,701	1	0	0	4,466	0
ул. Советская, д.27	1,784	6,521	1	0	0	17,605	0
ул. Октябрьская, д. 16	2,232	7,431	1	0	0	16,337	0

На рисунке 4.2.1.1 отображена перспективная схема тепловой сети от котельной №1. На рисунке 4.2.1.2 отображен пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №1 до самого удаленного потребителя – МБДОУ д/с «Родничок». Расчет выполнен из следующих исходных данных:

- напор в подающей линии 60 м, в обратной – 40 м;
- расход в подающем трубопроводе 62,87 т/ч.

Пьезометрический график показывает, что после перекладки участка тепловой сети, заданные условия будут обеспечивать требуемый напор у потребителя.

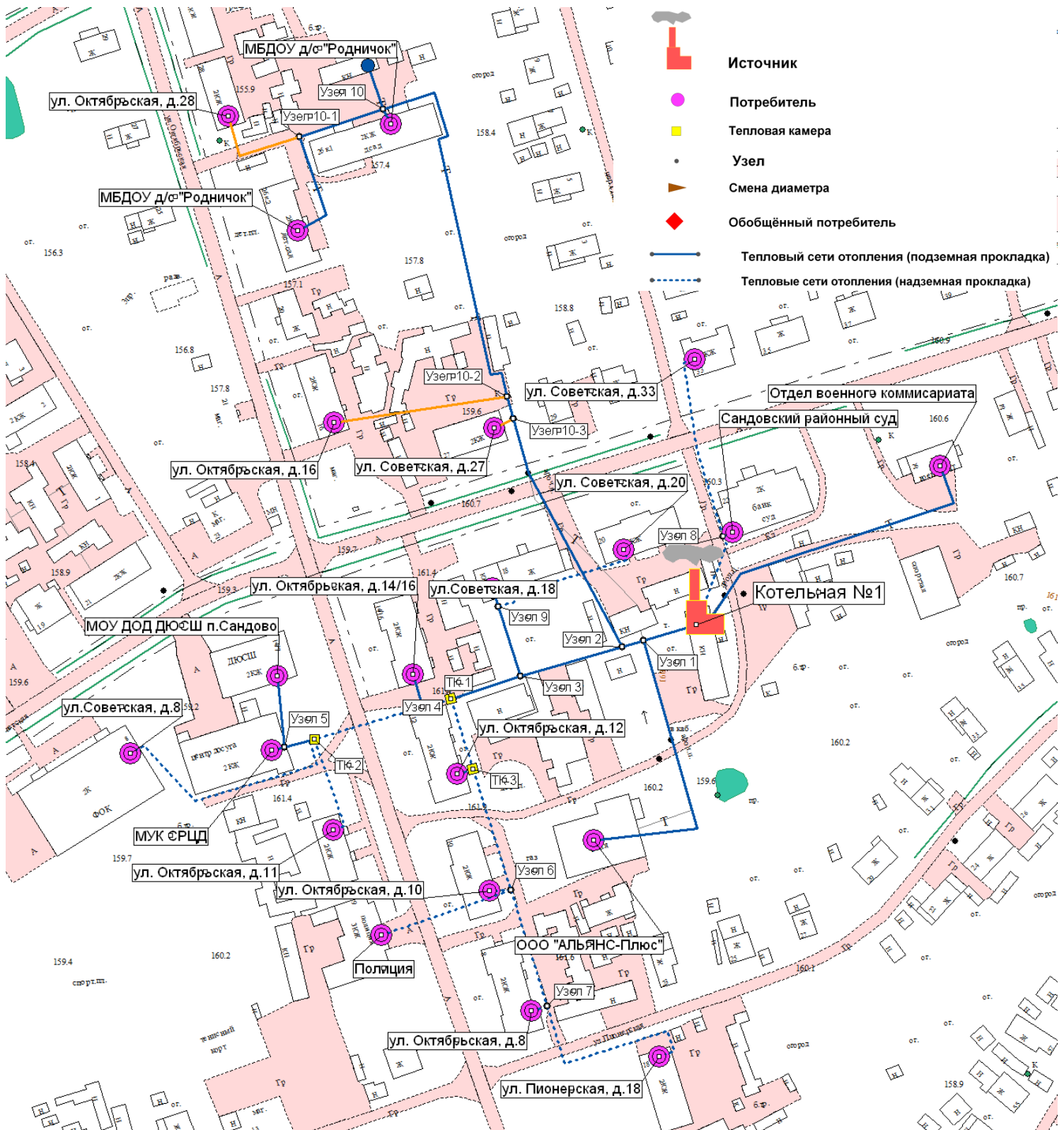


Рисунок 4.2.1.1 Перспективная схема тепловой сети от котельной №1

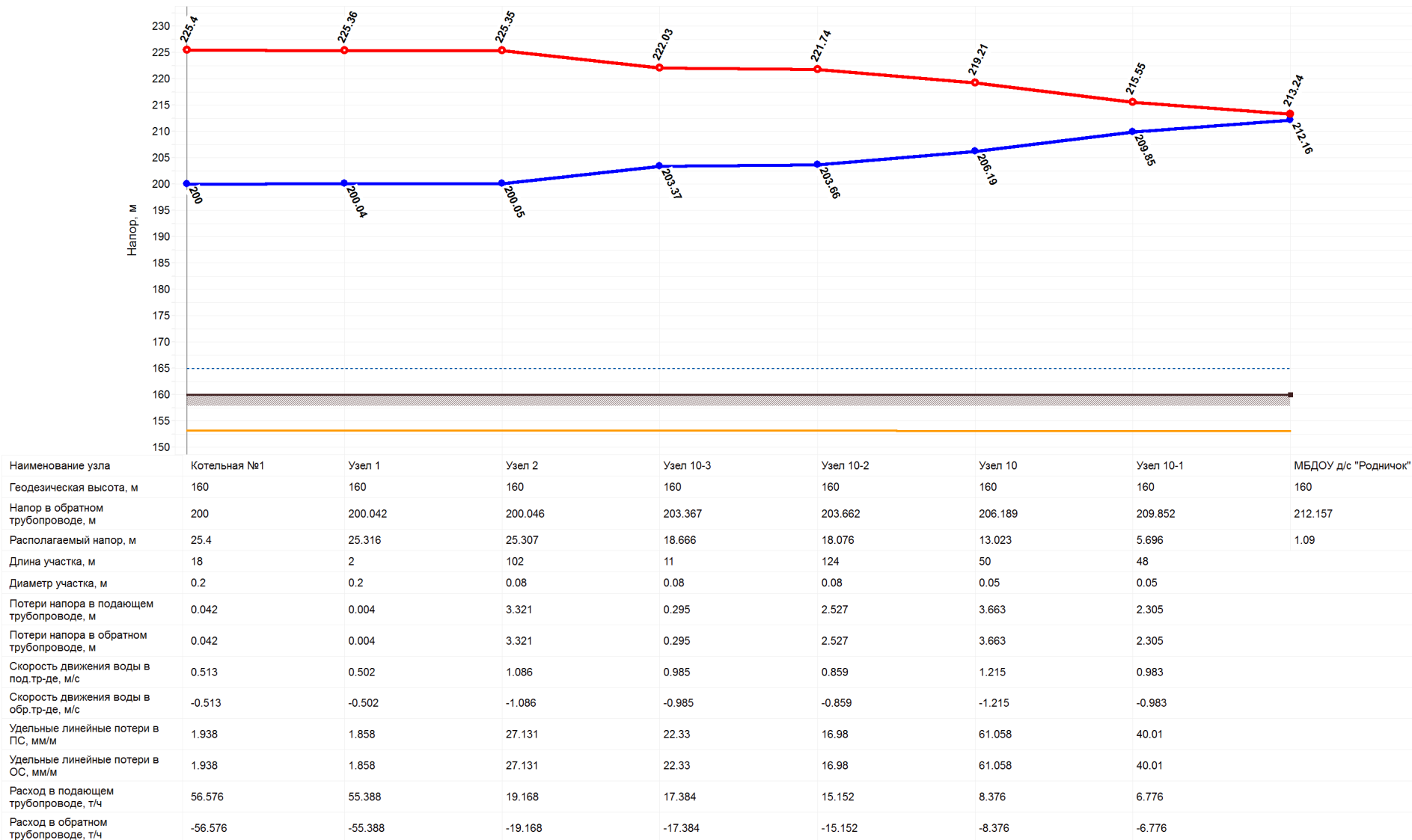


Рисунок 4.2.1.2 Пьезометрический график тепловой сети отопления (после реконструкции) от котельной №1 до самого удаленного потребителя – МБДОУ д/с «Родничок»



#### 4.2.2. Перспективный гидравлический расчёт тепловых сетей котельной №3

К котельной №3 планируется подключение одного готового 6-ти квартирного дома (ул. Советская, д.6), а также подключение еще двух домов – 6-ти и 8-ми квартирного, которые будут построены на улице Речная.

В ПРК Zulu 7.0 был произведен конструкторский расчет участков тепловой сети с учетом перспективных абонентов. В ходе расчета были определены оптимальные диаметры каждого трубопровода от Узла 17 до здания по улице Советская, д.6, а также от Узла 24-1 до домов № 5 и 6 по улице Речная. Результаты представлены в таблице 4.2.2.1.

**Таблица 4.2.2.1 Результаты конструкторского расчета участка тепловой сети**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
Узел 17	ул. Советская, д.6	85	0,05	0,05	Подземная
Узел 24-1	ул. Речная, д.5	21	0,05	0,05	Подземная
Узел 24-1	ул. Речная, д.5	8	0,05	0,05	Подземная

Затем был произведен подбор дросселирующих устройств, с целью наладки системы.

В таблице 4.2.1.2 приведены результаты наладочного расчета.

**Таблица 4.2.2.2 Результаты наладочного расчета тепловой сети**

Адрес узла ввода	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Количество шайб на под. тр-де перед СО, шт	Диаметр шайбы на обр. тр-де после СО, мм	Количество шайб на обр. тр-де после СО, шт	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Потери напора на шайбе обр.тр-да после СО, м
ул. Лесная, д.4	0,0619	2,476	7,723	1	0	0	17,237	0
ул. Лесная, д.6	0,0469	1,876	6,856	1	0	0	15,927	0
ул. Лесная, д.8	0,0469	1,876	6,889	1	0	0	15,627	0
ул.Рудакова, д.7	0,0792	3,168	9,593	1	0	0	11,85	0
ул. Рудакова д.5	0,0329	1,316	6,11	1	0	0	12,424	0
ул.Пионерская, д.4	0,0211	0,844	4,658	1	0	0	15,132	0
ул. Рудакова д.4	0,0386	1,544	6,375	1	0	0	14,436	0
ул. Лесная, д.3	0,0716	2,864	8,269	1	0	0	17,546	0
ул. Речная, д.2	0,2355	9,42	15,372	1	0	0	15,892	0
ул. Речная, д.8	0,0727	2,908	8,756	1	0	0	14,387	0
ул. Речная, д.10	0,0642	2,568	8,22	1	0	0	14,447	0
ул. Рудакова,	0,0719	2,876	8,132	1	0	0	18,918	0

д.3								
ул. Советская, д.6	0,0271	1,084	5,63	1	0	0	11,697	0
ул. Речная д.5	0,0154	0,616	4	1	0	0	14,819	0
ул.Речная, д.6	0,0283	1,132	5,423	1	0	0	14,815	0

Система с конструктивными параметрами, приведенными в табл. 4.2.2.1 и 4.2.2.2 способна обеспечить необходимые тепловые нагрузки, как уже существующим абонентам, так и перспективным.

На рисунке 4.2.2.1 отображена перспективная схема тепловой сети от котельной №3. На рисунке 4.2.2.2 отображен пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №3 до самого удаленного потребителя – ул. Речная, д.10. Расчет выполнен из следующих исходных данных:

- напор в подающей линии 50 м, в обратной – 30 м;
- расход в подающем трубопроводе 36,57 т/ч.

Пьезометрический график показывает, что заданные условия обеспечивают требуемый напор у потребителя.

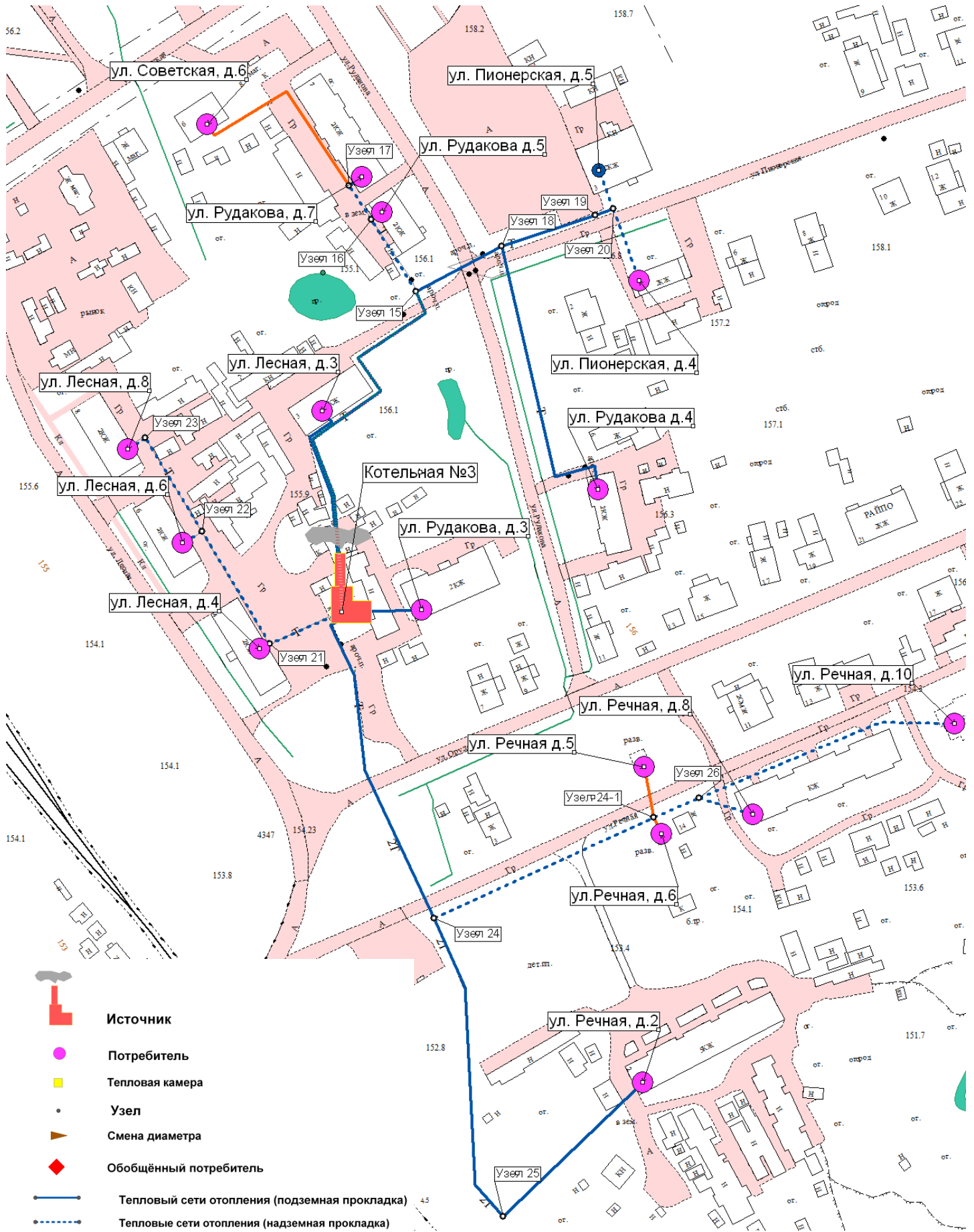


Рисунок 4.2.2.1 Перспективная схема тепловой сети от котельной №3

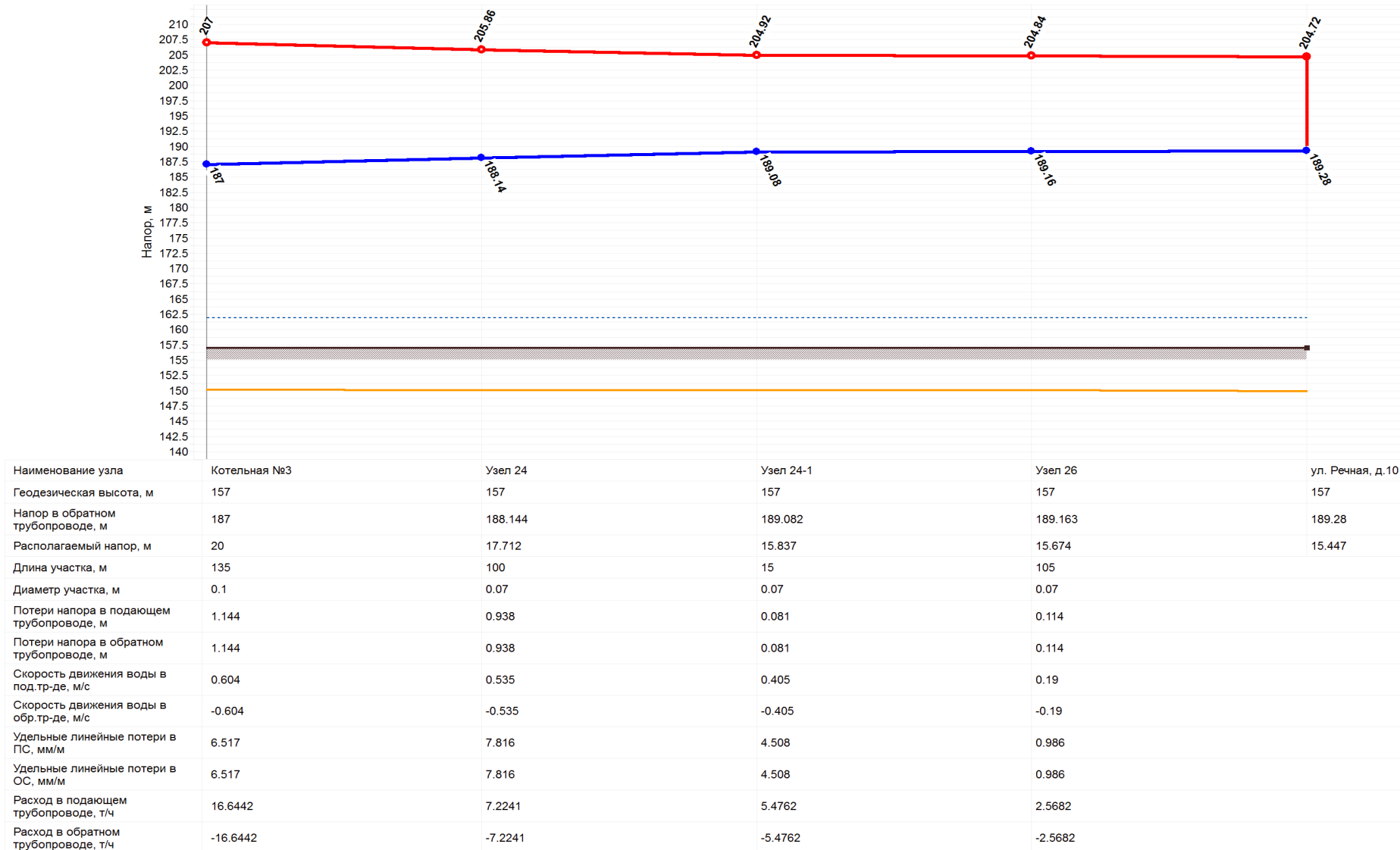


Рисунок 4.2.2.2 Пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №3 до самого удаленного потребителя – ул. Речная, 10

#### 4.2.3. Перспективный гидравлический расчёт тепловых сетей котельной №4

К котельной №4 планируется подключение одного 12-ти квартирного дома, по адресу ул. Заречная, д.3.

В ПРК Zulu 7.0 был произведен конструкторский расчет участка тепловой сети с учетом перспективных абонентов. В ходе расчета были определены оптимальный диаметр трубопровода от Котельной №4 до здания по улице ул. Заречная, д.3. Результаты представлены в таблице 4.2.3.1.

**Таблица 4.2.3.1 Результаты конструкторского расчета участка тепловой сети**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная №4	ул. Заречная, д.3	305	0,05	0,05	Надземная

Затем был произведен подбор дросселирующих устройств, с целью наладки системы.

В таблице 4.2.3.2 приведены результаты наладочного расчета.

**Таблица 4.2.3.2 Результаты наладочного расчета тепловой сети**

Адрес узла ввода	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Количество шайб на под. тр-де перед СО, шт	Диаметр шайбы на обр. тр-де после СО, мм	Количество шайб на обр. тр-де после СО, шт	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Потери напора на шайбе обр.тр-да после СО, м
ул.Школьная, д.3	0,0286	1,144	6,189	1	0	0	8,918	0
ул. Школьная, д.1	0,3594	14,376	21,901	1	0	0	8,983	0
ул. Заречная, д.3	0,0432	1,728	8,064	1	0	0	7,06	0

Система с конструктивными параметрами, приведенными в табл. 4.2.3.1 и 4.3.3.2 способна обеспечить необходимые тепловые нагрузки, как уже существующим абонентам, так и перспективным.

На рисунке 4.2.3.1 отображена перспективная схема тепловой сети от котельной №4. На рисунке 4.2.3.2 отображен пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №4 до самого удаленного потребителя – ул. Заречная, 3.

Расчет выполнен из следующих исходных данных:

- напор в подающей линии 40 м, в обратной – 30 м;
- расход в подающем трубопроводе 17,09 т/ч.

Пьезометрический график показывает, что заданные условия обеспечивают требуемый напор у потребителя.

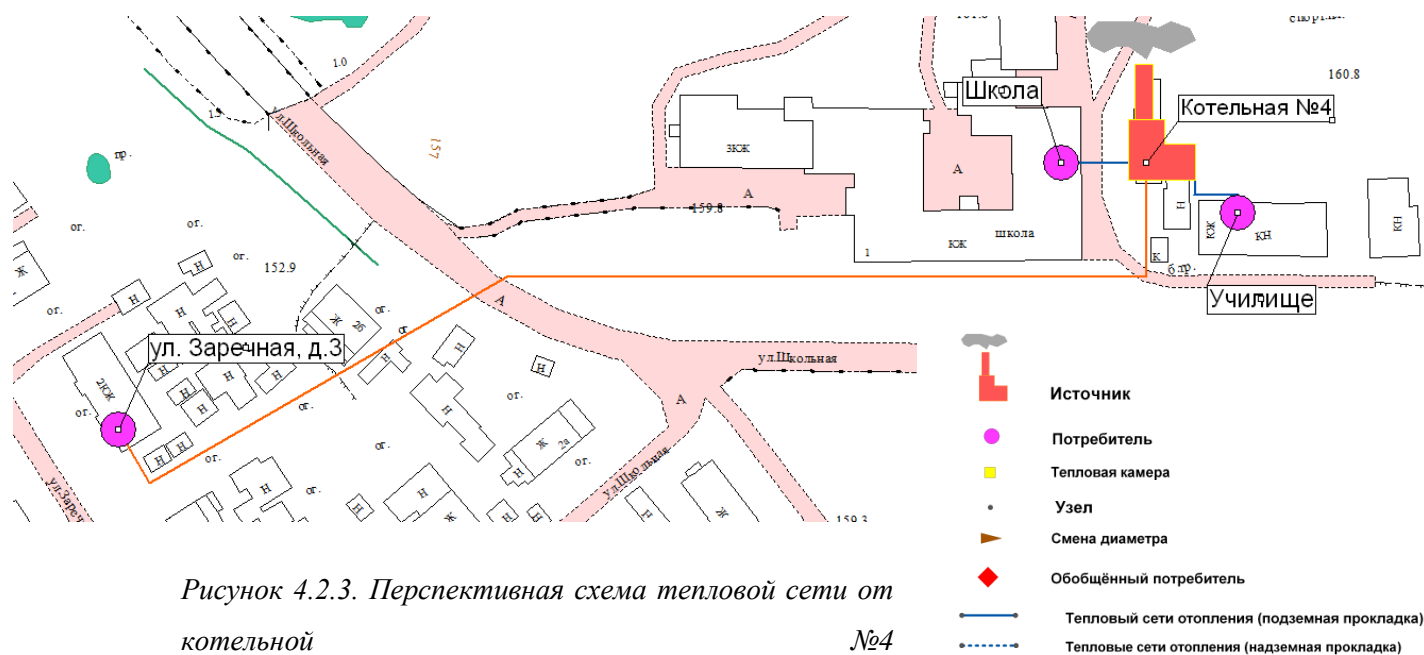
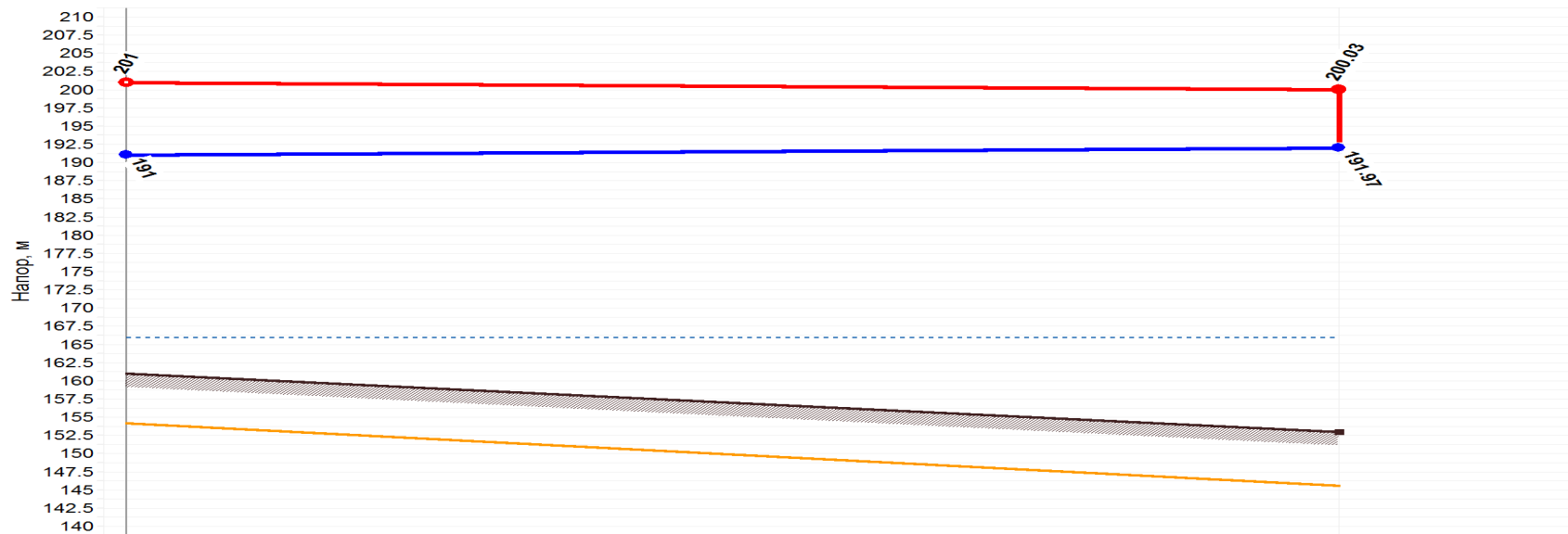


Рисунок 4.2.3. Перспективная схема тепловой сети от котельной №4



Наименование узла	Котельная №4	ул. Заречная, д.3
Геодезическая высота, м	161	153
Напор в обратном трубопроводе, м	191	191.97
Располагаемый напор, м	10	8.06
Длина участка, м	305	
Диаметр участка, м	0.05	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.97	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.97	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.251	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.251	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	2.65	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	2.65	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	1.7279	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-1.7279	

Рисунок 4.2.3.2 Пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №4 до самого удаленного потребителя – ул. Заречная, д.3

#### 4.2.4. Перспективный гидравлический расчёт тепловых сетей котельной №5

К котельной №5 планируется подключение восьми домов по адресам:

- ул. Рудакова, д.17;
- ул. Рудакова, д.28;
- ул. Кооперативная, д.4;
- ул. Колхозная, д.25;
- ул. Виноградова, д.8;
- ул. Виноградова, д.12;
- ул. Виноградова, д.14;
- ул. Виноградова, д.24.

Были рассмотрены два варианта подключения новых абонентов. Вариант 1 подразумевает подключение новых абонентов (кроме по дома по адресу ул. Колхозная, д.25), с помощью прокладки нового участка тепловой сети непосредственно от котельной. Вариант 2 – это подключения новых абонентов от Узла 37 (Вариант 2). Оранжевыми линиями отмечены перспективные участки тепловой сети, красными – отключенные.

В ПРК Zulu 7.0 был произведен конструкторский расчет участков тепловой сети с учетом перспективных абонентов. В ходе расчета были определены оптимальные диаметры трубопроводов соединяющих Котельную №5 с перспективными абонентами. Результаты представлены в таблице 4.2.4.1.

**Таблица 4.2.4.1 Результаты конструкторского расчета участков тепловой сети**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
Котельная №5	Узел 39	330	0,125	0,125	Надземная
Узел 41	ул. А.И. Виноградова, д.8	42	0,032	0,032	Надземная
Узел 41	Узел 42	42	0,07	0,07	Надземная
Узел 42	ул. А.И. Виноградова, д.12	10	0,032	0,032	Надземная
Узел 42	Узел 43	50	0,07	0,07	Надземная
Узел 43	ул. А.И. Виноградова, д.14	9	0,032	0,032	Надземная
Узел 39	Узел 40	21	0,08	0,08	Надземная
Узел 40	Узел 41	80	0,08	0,08	Надземная
Узел 39	ул.Рудакова, д.28	108	0,032	0,032	Надземная
Узел 40	ул.Рудакова, д.17	30	0,032	0,032	Надземная
Узел 43	ул. А.И. Виноградова, д.24	270	0,05	0,05	Надземная



Узел 37	Узел 39 (Вариант 2)	122	0,07	0,07	Подземная бесканальная
Узел 31	Узел 38	48	0,05	0,05	Надземная
Узел 38	ул.Колхозная, д.25	47	0,05	0,05	Надземная
Узел 38	ул. Колхозная, д.26	2	0,05	0,05	Надземная
Узел 39	ул.Кооперативная, д.4	68	0,032	0,032	Надземная

Затем был произведен подбор дросселирующих устройств, с целью наладки системы.

В таблице 4.2.4.2 приведены результаты наладочного расчета.

**Таблица 4.2.4.2 Результаты наладочного расчета тепловой сети**

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Количество шайб на под. тр-де перед СО, шт	Диаметр шайбы на обр. тр-де после СО, мм	Количество шайб на обр. тр-де после СО, шт	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Потери напора на шайбе обр.тр-да после СО, м
ул. Советская, д.21	0,0492	1,968	8,121	1	0	0	8,903	0
ул. 50-лет Октября, д.1	0,0344	1,376	6,784	1	0	0	8,941	0
ул.Кооперативная, д.2	0,0287	1,148	6,194	1	0	0	8,955	0
ул. 50-лет Октября, д.2	0,0345	1,38	6,79	1	0	0	8,959	0
ул. 50-лет Октября, д.3	0,0179	0,716	4,892	1	0	0	8,954	0
ул. 50-лет Октября, д.5	0,0312	1,248	6,468	1	0	0	8,901	0
ул. 50-лет Октября, д.4	0,0309	1,236	6,437	1	0	0	8,899	0
ул.Колхозная, д.26	0,0309	1,236	6,424	1	0	0	8,97	0
ул.Советская, д.17	0,039	1,56	7,242	1	0	0	8,847	0
ул.Советская, д.13	0,0313	1,252	7,019	1	0	0	6,458	0
Дом детского творчества	0,0696	2,784	10,807	1	0	0	5,682	0
Администрация	0,0884	3,536	12,312	1	0	0	5,441	0
ул.Рудакова, д.17	0,053	2,12	9,777	1	0	0	4,919	0
ул.Рудакова, д.28	0,0371	1,484	9,286	1	0	0	2,962	0
ул. А.И. Виноградова, д.8	0,0333	1,332	7,525	1	0	0	5,534	0
ул. А.И. Виноградова, д.12	0,0333	1,332	7,285	1	0	0	6,3	0
ул. А.И. Виноградова, д.14	0,0333	1,332	7,372	1	0	0	6,006	0
ул. А.И. Виноградова, д.24	0,074	2,96	15,912	1	0	0	1,367	0
ул. Кооперативная, д.4	0,0373	1,492	8,229	1	0	0	4,855	0
ул.Колхозная, д.25	0,0193	0,772	5,086	1	0	0	8,908	0

Расчет выполнен из следующих исходных данных:

- напор в подающей линии 35 м, в обратной – 25 м;
- расход в подающем трубопроводе 32,26 т/ч

На рисунке 4.2.4.1 отображена перспективная схема тепловой сети от котельной № 5 – Вариант 1. На рисунке 4.2.4.2 отображен пьезометрический

график тепловой сети отопления от котельной №5 до самого удаленного потребителя – ул. А.И. Виноградова, д.24 – Вариант 1.

Пьезометрический график показывает, что заданные условия обеспечивают требуемый напор у потребителя. Соответственно при реализации проекта по подключению новых абонентов, используя Вариант 1, возможно обеспечить как существующих, так и перспективных потребителей тепловой энергией в полном объеме, без изменения температурного графика и давления в подающем трубопроводе.

При моделировании второго варианта развития тепловой сети, был так же произведен конструкторский и наладочный расчет.

На рисунке 4.2.4.3 отображена перспективная схема тепловой сети от котельной № 5 – Вариант 2. На рисунке 4.2.4.4 отображен пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №5 до самого удаленного потребителя – ул. А.И. Виноградова, д.24 – Вариант 2.

Пьезометрический график показывает, что заданные условия не обеспечивают требуемый напор у потребителя. Располагаемый напор менее 1 м (0,222 м). Последующие расчеты показали, что для корректной работы системы теплоснабжения от Котельной №5, необходимо повысить давление в подающем трубопроводе на  $3,5 \text{ кгс/см}^2$  (до  $7 \text{ кгс/см}^2$ ), что не целесообразно.

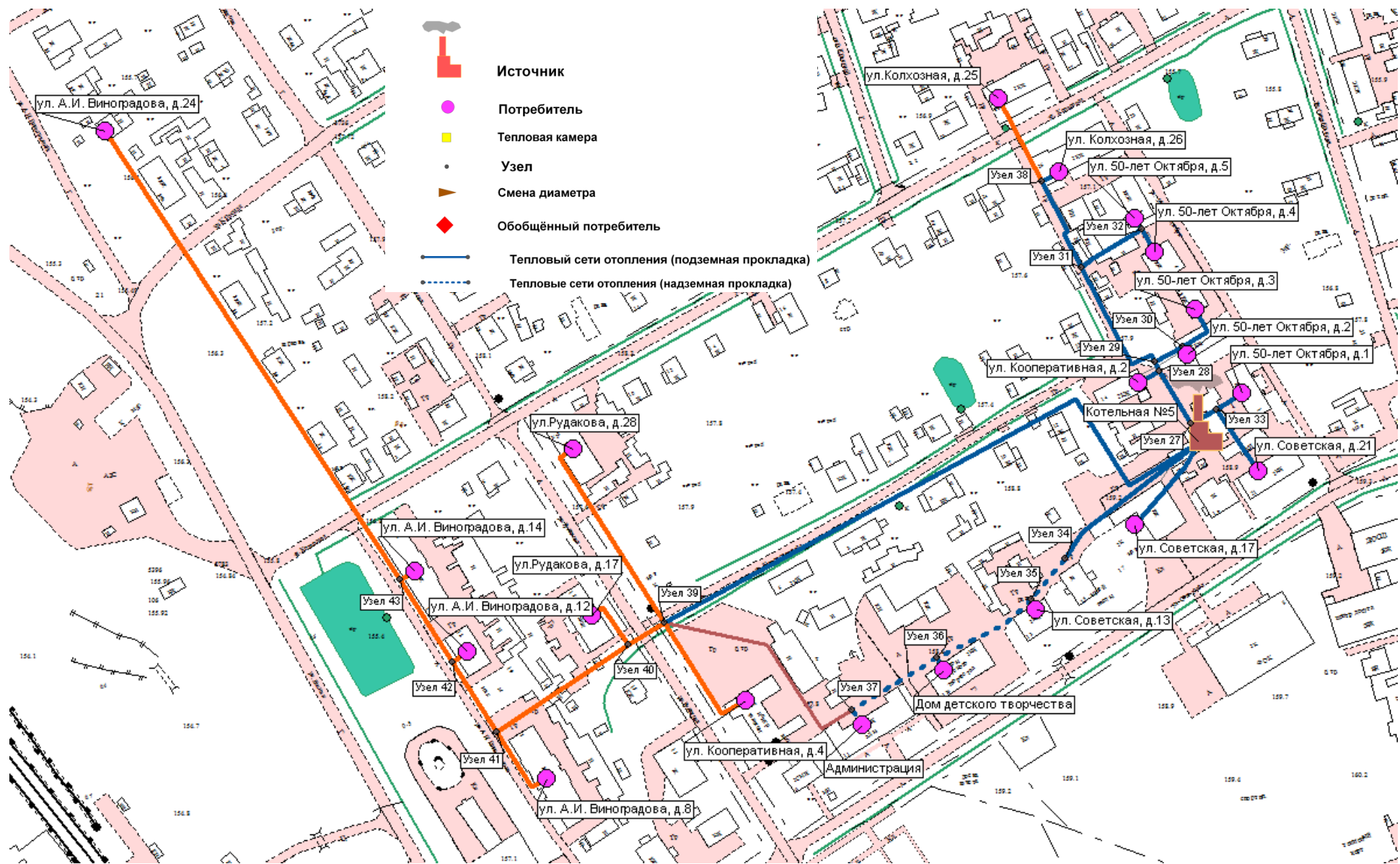


Рисунок 4.2.4.1 Перспективная схема тепловой сети от котельной №5(Вариант 1)

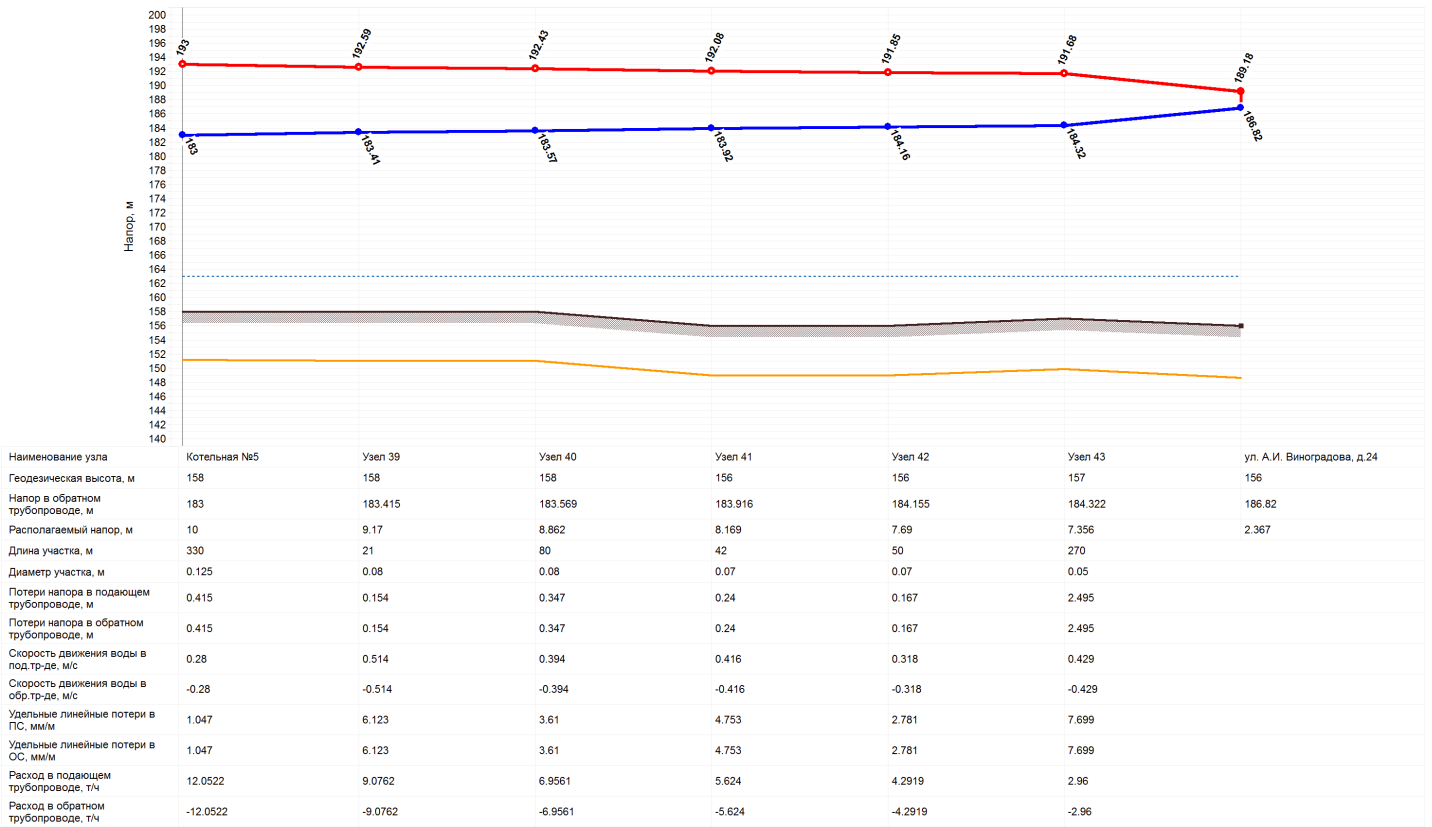


Рисунок 4.2.4.2 Пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №4 до самого удаленного потребителя – ул. А.И. Виноградова, д.24 (Вариант 1)

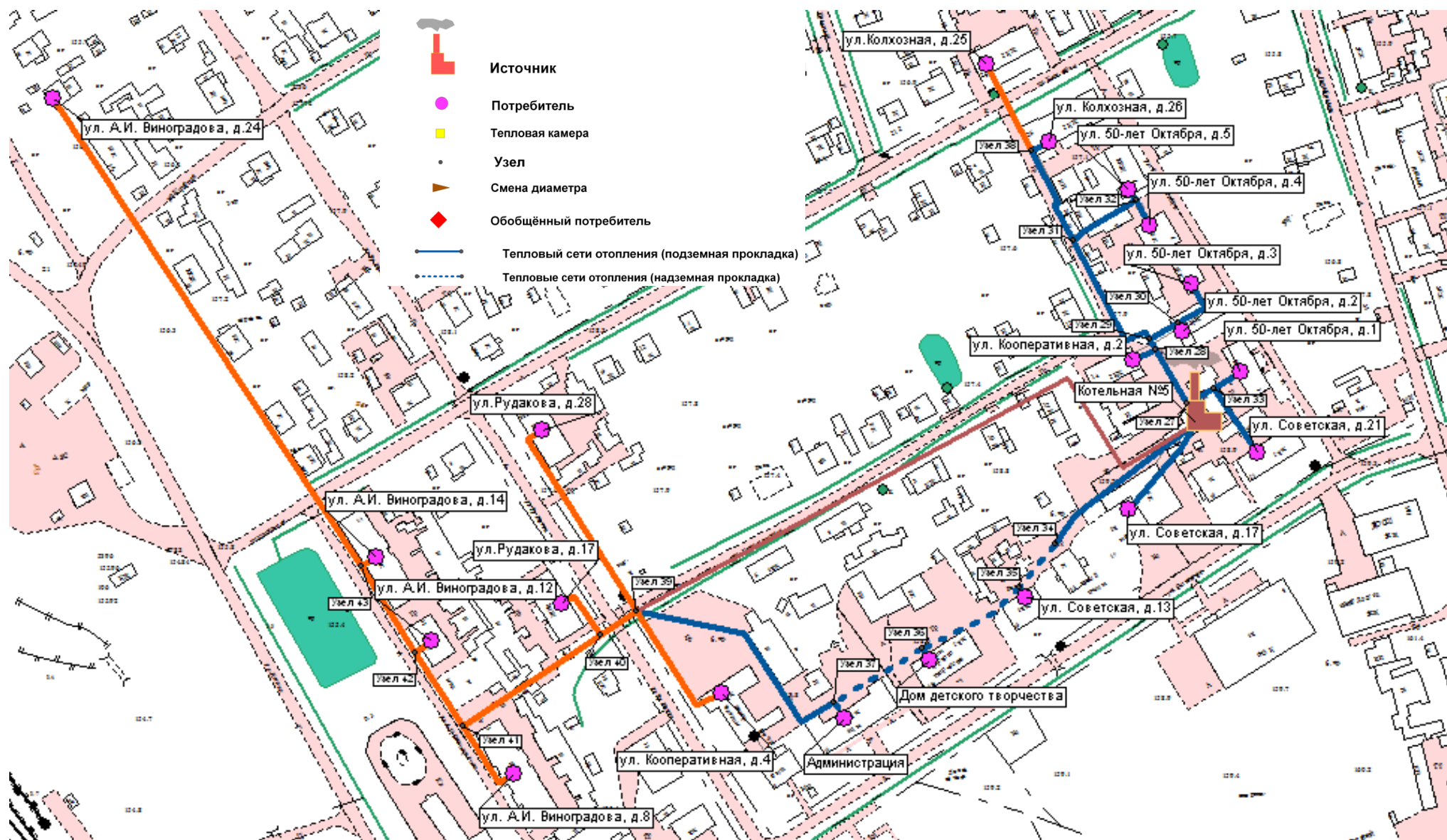


Рисунок 4.2.4.3 Перспективная схема тепловой сети от котельной №5(Вариант 2)

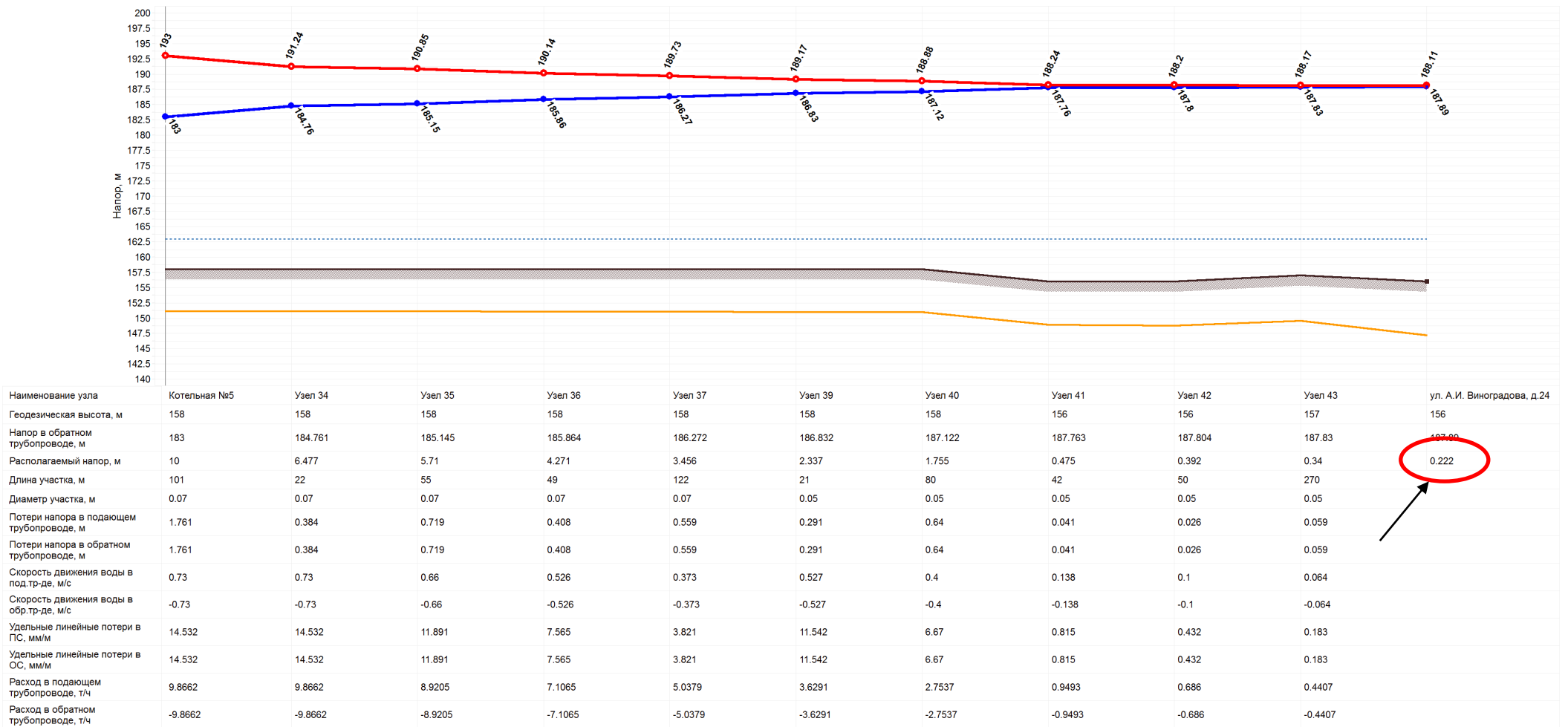


Рисунок 4.2.4.4 Пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №4 до самого удаленного потребителя – ул. А.И. Виноградова, д.24 (Вариант 2)

#### 4.2.5. Гидравлический расчет объединенной тепловой сети котельных №1 и №5

В п.6.3. рассмотрена целесообразность и экономическая эффективность объединения тепловых сетей от двух котельных.

Наиболее короткий путь для переключки между тепловыми сетями, обеспеченный необходимым диаметром (200 мм) – это участок между ТК-1 и зданием Котельной №5 (ТК 1-1). В ПРК Zulu 7.0 был произведен конструкторский расчет перспективных участков тепловой сети. Результаты представлены в таблице 4.2.5.1. Он показал, что необходимый диаметр трубопровода от ТК-1 до ТК-1-1 (Котельная №5) – 150 мм. Также при объединение тепловых сетей, расчетный диаметр для перспективного участка трубопровода от Котельной №5 до Узла 39 – 80 мм. В п.4.2.4 уже был произведен этого участка тепловой сети, и был получен результат – 125 мм. Это обусловлено тем, что давление в подающем трубопроводе тепловой сети от Котельной №5 ниже чем в тепловой сети от Котельной №1.

**Таблица 4.2.5.1 Результаты конструкторского расчета участка тепловой сети**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети
ТК-2	ул.Советская, д.8	100	0,125	0,125	Подземная бесканальная
ТК-2	Узел 5	7	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 5	МУК СРЦД	2	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 5	МОУ ДОД ДЮСШ п.Сандово	22	0,05	0,05	Надземная
ТК-1	ТК-3	30	0,1	0,1	Подземная бесканальная
ТК-3	ул. Октябрьская, д.12	3	0,05	0,05	Подземная бесканальная
ТК-3	Узел 6	50	0,1	0,1	Подземная бесканальная
Узел 6	ул. Октябрьская, д.10	7	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 6	Полиция	35	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 6	Узел 7	50	0,1	0,1	Подземная бесканальная
Узел 7	ул. Октябрьская, д.8	4	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 7	ул. Пионерская, д.18	70	0,04	0,04	Подземная бесканальная

Котельная №1	Отдел военного комиссариата	130	0,05	0,05	Надземная
Котельная №1	Узел 8	35	0,07	0,07	Подземная бесканальная
Узел 8	Сандовский районный суд	3	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 8	ул. Советская, д.33	75	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 10	МБДОУ д/с "Родничок"	2	0,05	0,05	Надземная
Узел 10		10	0,05	0,05	Надземная
Узел 9	ул. Советская, д.20	70	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 9	ул.Советская, д.18	2	0,07	0,07	Подземная бесканальная
ТК-1	Узел 4	16	0,1	0,1	Подземная бесканальная
Узел 4	ТК-2	55	0,1	0,1	Подземная бесканальная
Узел 4	ул. Октябрьская, д.14/16	4	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Котельная №1	Узел 1	18	0,2	0,2	Надземная
Узел 1	ООО "АЛЪЯНС-Плюс"	170	0,05	0,05	Надземная
Узел 1	Узел 2	2	0,2	0,2	Надземная
Узел 2	Узел 3	50	0,2	0,2	Надземная
Узел 3	ТК-1	30	0,2	0,2	Надземная
Узел 3	Узел 9	31	0,07	0,07	Подземная бесканальная
Узел 10	Узел 10-1	50	0,05	0,05	Надземная
Узел 10-1	МБДОУ д/с "Родничок"	48	0,05	0,05	Надземная
Узел 2	Узел 10-3	102	0,08	0,08	Надземная
Узел 10-3	Узел 10-2	11	0,08	0,08	Надземная
Узел 10-2	Узел 10	124	0,08	0,08	Надземная
Узел 10-3	ул. Советская, д.27	9	0,05	0,05	Надземная
Узел 10-2	ул. Октябрьская, д.16	71	0,05	0,05	Надземная
Узел 10-1	ул. Октябрьская, д.28	42	0,05	0,05	Надземная
Узел 43	ул. А.И. Виноградова, д.24	270	0,05	0,05	Надземная
Узел 41	ул. А.И. Виноградова, д.8	42	0,032	0,032	Надземная
Узел 41	Узел 42	42	0,07	0,07	Надземная
Узел 42	ул. А.И. Виноградова, д.12	10	0,032	0,032	Надземная
Узел 42	Узел 43	50	0,07	0,07	Надземная



Узел 43	ул. А.И. Виноградова, д.14	9	0,032	0,032	Надземная
Узел 39	Узел 40	21	0,08	0,08	Надземная
Узел 40	Узел 41	80	0,08	0,08	Надземная
Узел 39	ул.Рудакова, д.28	108	0,032	0,032	Надземная
Узел 40	ул.Рудакова, д.17	30	0,032	0,032	Надземная
Узел 37	Администрация	4	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 36	Узел 37	49	0,07	0,07	Подземная бесканальная
Котельная №5	Узел 39	330	0,08	0,08	Надземная
Узел 39	ул. Кооперативная, д.4	68	0,032	0,032	Надземная
Узел 31	Узел 38	48	0,15	0,15	Надземная
Узел 38	ул.Колхозная, д.25	47	0,05	0,05	Надземная
Узел 38	ул. Колхозная, д.26	2	0,15	0,15	Надземная
Узел 32	ул. 50-лет Октября, д.5	2	0,07	0,07	Надземная
Котельная №5	Узел 27	3	0,15	0,15	Надземная
Узел 27	Узел 33	13	0,07	0,07	Надземная
Узел 33	ул. Советская, д.21	35	0,07	0,07	Надземная
Узел 33	ул. 50-лет Октября, д.1	13	0,07	0,07	Надземная
Узел 27	Узел 28	50	0,15	0,15	Надземная
Узел 28	ул. Кооперативная, д.2	9	0,05	0,05	Надземная
Узел 28	Узел 29	10	0,15	0,15	Надземная
Узел 29	Узел 30	11	0,07	0,07	Надземная
Узел 30	ул. 50-лет Октября, д.2	1	0,07	0,07	Надземная
Узел 30	ул. 50-лет Октября, д.3	9	0,07	0,05	Надземная
Узел 29	Узел 31	40	0,15	0,15	Надземная
Узел 31	Узел 32	33	0,07	0,07	Надземная
Узел 32	ул. 50-лет Октября, д.4	7	0,07	0,07	Надземная
Котельная №5	ул. Советская, д.17	32	0,05	0,05	Надземная
Узел 35	ул. Советская, д.13	3	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Узел 35	Узел 36	55	0,07	0,07	Подземная бесканальная
Узел 36	Дом детского творчества	4	0,05	0,05	Подземная бесканальная
Котельная №5	Узел 34	101	0,07	0,07	Надземная
Узел 34	Узел 35	22	0,07	0,07	Подземная бесканальная
ТК-1	ТК-1-1	250	0,15	0,15	Надземная
ТК-1-1	Узел 39	330	0,08	0,08	Надземная

Затем был произведен подбор дросселирующих устройств, с целью наладки системы.

В таблице 4.2.3.2 приведены результаты наладочного расчета.

**Таблица 4.2.3.2 Результаты наладочного расчета тепловой сети**

Наименование узла	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Диаметр шайбы на под. тр-де перед СО, мм	Количество шайб на под. тр-де перед СО, шт	Диаметр шайбы на обр. тр-де после СО, мм	Количество шайб на обр. тр-де после СО, шт	Потери напора на шайбе под.тр-да перед СО, м	Потери напора на шайбе обр.тр-да после СО, м
ул. Октябрьская, д.11	0,0368	1,472	5,598	1	0	0	22,062	0
ул.Советская, д.8	0,2635	10,54	14,981	1	0	0	22,054	0
МУК СРЦД	0,1039	4,156	9,456	1	0	0	21,6	0
МОУ ДОД ДЮСШ п.Сандово	0,0527	2,108	6,745	1	0	0	21,465	0
ул. Октябрьская, д.12	0,0665	2,66	7,418	1	0	0	23,363	0
ул. Октябрьская, д.10	0,0519	2,076	6,572	1	0	0	23,101	0
Полиция	0,0649	2,596	7,384	1	0	0	22,667	0
ул. Октябрьская, д.8	0,0665	2,66	7,444	1	0	0	23,044	0
ул. Пионерская, д.18	0,0502	2,008	6,605	1	0	0	21,184	0
Отдел военного комиссариата	0,0254	1,016	4,549	1	0	0	24,109	0
Сандовский районный суд	0,1038	4,152	9,212	1	0	0	23,94	0
ул. Советская, д.33	0,0281	1,124	4,798	1	0	0	23,844	0
МБДОУ д/с "Родничок"	0,1694	6,779	14,076	1	0	0	11,704	0
ООО "АЛЬЯНС-Плюс"	0,0297	1,188	4,941	1	0	0	23,678	0
МБДОУ д/с "Родничок"	0,1694	6,763	0	0	0	0	0	0
			0	0				
ул. Советская, д.20	0,0536	2,144	6,684	1	0	0	23,031	0
ул.Советская, д.18	0,0275	1,1	4,753	1	0	0	23,712	0
ул. Октябрьская, д.14/16	0,0675	2,7	7,487	1	0	0	23,198	0
ул. Советская, д.27	0,0446	5,421	0	0	0	0	0	0
ул. Октябрьская, д.16	0,0558	5,202	0	0	0	0	0	0

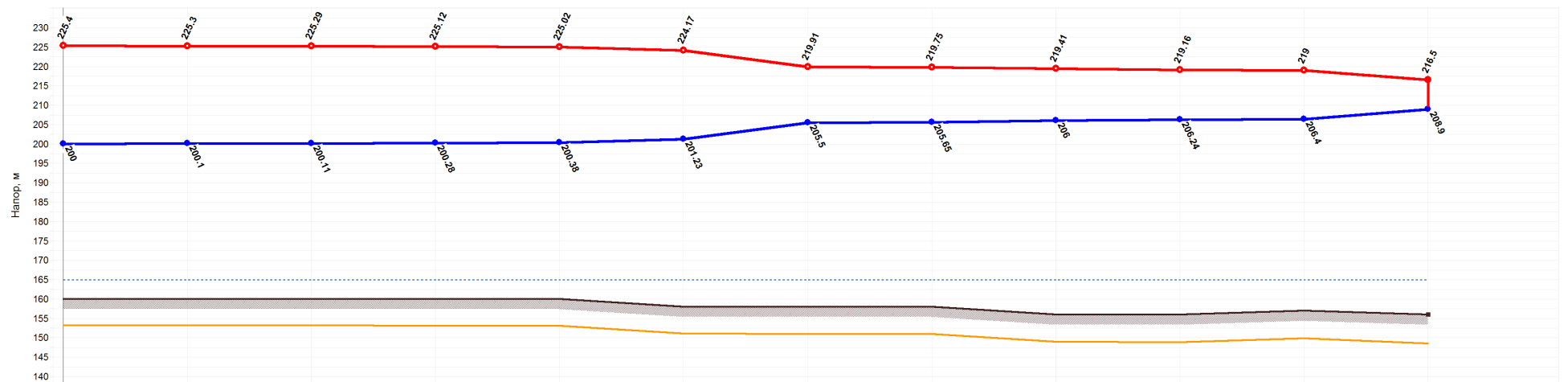
ул. Октябрьская, д.28	0,04	1,604	8,768	1	0	0	4,352	0
ул. Советская, д.27	0,0446	1,784	6,533	1	0	0	17,474	0
ул. Октябрьская, д. 16	0,0558	2,233	7,447	1	0	0	16,206	0
ул. А.И. Виноградова, д.24	0,074	2,96	10,731	1	0	0	6,607	0
ул.Рудакова, д.17	0,053	2,12	8,155	1	0	0	10,161	0
ул.Рудакова, д.28	0,0371	1,484	7,198	1	0	0	8,203	0
ул. А.И. Виноградова, д.8	0,0333	1,332	6,37	1	0	0	10,775	0
ул. А.И. Виноградова, д.12	0,0333	1,332	6,262	1	0	0	11,541	0
ул. А.И. Виноградова, д.14	0,0333	1,332	6,302	1	0	0	11,246	0
ул. Кооперативная, д.4	0,0373	1,492	6,853	1	0	0	10,095	0
Администрация	0,0884	3,536	9,082	1	0	0	18,376	0
ул.Колхозная, д.25	0,0193	0,772	4,064	1	0	0	21,844	0
ул. 50-лет Октября, д.5	0,0312	1,248	5,168	1	0	0	21,837	0
ул. Колхозная, д.26	0,0309	1,236	5,139	1	0	0	21,905	0
ул. Советская, д.21	0,0492	1,968	6,489	1	0	0	21,839	0
ул. 50-лет Октября, д.1	0,0344	1,376	5,424	1	0	0	21,876	0
ул. Кооперативная, д.2	0,0287	1,148	4,953	1	0	0	21,891	0
ул. 50-лет Октября, д.2	0,0345	1,38	5,431	1	0	0	21,895	0
ул. 50-лет Октября, д.3	0,0179	0,716	3,912	1	0	0	21,89	0
ул. 50-лет Октября, д.4	0,0309	1,236	5,143	1	0	0	21,834	0
ул. Советская, д.17	0,039	1,56	5,781	1	0	0	21,783	0
ул. Советская, д.13	0,0313	1,252	5,332	1	0	0	19,393	0
Дом детского творчества	0,0696	2,784	8,033	1	0	0	18,617	0

Расчет выполнен из следующих исходных данных:

- напор в подающей линии 65 м, в обратной – 40 м;
- расход в подающем трубопроводе 95,12 т/ч

На рисунке 4.2.5.1 отображена перспективная схема тепловой сети. На рисунке 4.2.4.2 отображен пьезометрический график тепловой сети отопления от Котельной №1 до самого удаленного потребителя – ул. А.И. Виноградова, д.24.

Пьезометрический график показывает, что заданные условия обеспечивают требуемый напор у потребителя.



Наименование узла	Котельная №1	Узел 1	Узел 2	Узел 3	ТК-1	ТК 1-1	Узел 39	Узел 40	Узел 41	Узел 42	Узел 43	ул. А.И. Виноградова, д.24
Геодезическая высота, м	160	160	160	160	160	158	158	158	156	156	157	156
Напор в обратном трубопроводе, м	200	200.103	200.114	200.284	200.376	201.232	205.495	205.649	205.995	206.235	206.402	208.9
Располагаемый напор, м	25.4	25.195	25.172	24.832	24.647	22.936	14.411	14.102	13.409	12.93	12.596	7.607
Длина участка, м	18	2	50	30	250	330	21	80	42	50	270	
Диаметр участка, м	0.2	0.2	0.2	0.2	0.15	0.08	0.08	0.08	0.07	0.07	0.05	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.103	0.011	0.17	0.093	0.856	4.262	0.154	0.347	0.24	0.167	2.495	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.103	0.011	0.17	0.093	0.856	4.262	0.154	0.347	0.24	0.167	2.495	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.806	0.795	0.621	0.592	0.52	0.683	0.514	0.394	0.416	0.318	0.429	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.806	-0.795	-0.621	-0.592	-0.52	-0.683	-0.514	-0.394	-0.416	-0.318	-0.429	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	4.755	4.629	2.833	2.572	2.853	10.763	6.123	3.61	4.753	2.781	7.699	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	4.755	4.629	2.833	2.572	2.853	10.763	6.123	3.61	4.753	2.781	7.699	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	88.8316	87.6436	68.482	65.2379	32.2635	12.0519	9.0758	6.9559	5.624	4.2919	2.96	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-88.8316	-87.6436	-68.482	-65.2379	-32.2635	-12.0519	-9.0758	-6.9559	-5.624	-4.2919	-2.96	

Рисунок 4.2.4.4 Пьезометрический график тепловой сети отопления от котельной №4 до самого удаленного потребителя – ул. А.И. Виноградова,

д.24

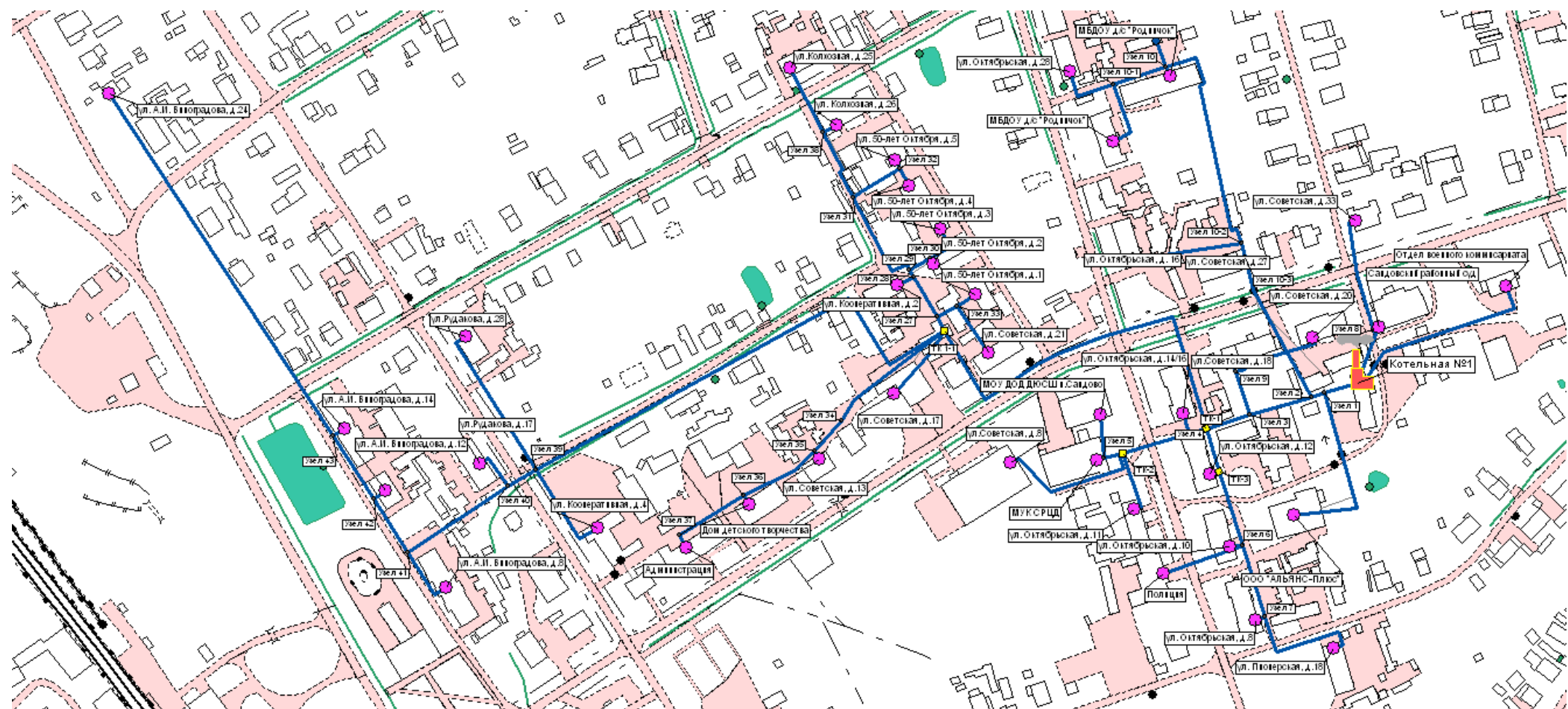


Рисунок 4.2.4.2 Перспективная схема объединенной тепловой сети

### **4.3 Выводы о резервах существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей**

Магистральные тепловые сети в границах зоны действия источников централизованного теплоснабжения, кроме проблемных участков, описанных в разделе, имеют в целом достаточный резерв пропускной способности для обеспечения существующих и перспективных потребителей тепловой энергией.

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

### **6.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения**

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

Подключение 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.

## **6.2 Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления**

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

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

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

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

Планируемые к строительству жилые дома, могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления, при условии получения технических условий от газоснабжающей организации.

### **6.3 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, а также предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии**

Необходимость расширения зоны действия котельных №1, 3, 4 и №5 обусловлена планами строительства новых жилых и социально-административных зданий в границах ГП пос. Сандово, согласно информации Администрации Сандовского района о планирующейся застройке в срок до 2028 года. Согласно нормативно-технической документации, планируемые к строительству здания должны иметь возможность централизованного теплоснабжения. Условия организации централизованного теплоснабжения, подробно описаны в разделе 6.1 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

Для увеличения эффективности и надежности системы теплоснабжения ГП пос. Сандово, были разработаны следующие рекомендации:

#### **➤ *Реконструкция котельной №1***

На данный момент на котельной №1 суммарной мощностью 4,57 Гкал/ч установлены шесть (!) котлоагрегатов. Из них четыре твердотопливных, мощностью 0,63 и 0,8 Гкал/ч и два жидкотопливных, суммарной мощностью 1,54 Гкал/ч. Целесообразно, учитывая, описанное выше мероприятие, произвести замену четырех твердотопливных котлов малой мощности на два современных котла большей мощности, с возможностью автоматизации основных процессов.

#### **➤ *Замена котельной №3 на блочно-модульную (БМК) твердотопливную котельную***

Здания Котельной № 3 находится в аварийном состоянии. А расположенное там оборудование преимущественно устарело. Предлагается произвести замену Котельной №3 на автоматизированную блочно-модульную котельную (БМК), т.к. это экономически более эффективно, чем полная реконструкция здания и замена

всего оборудования. БМК не требует капитальных затрат на установку и может быть подключена к существующей системе теплоснабжения в течении короткого промежутка времени.

➤ ***Реконструкция котельной №2***

Котельная № 2, оснащена тремя котлоагрегатами марки КВр, мощность 0,63 МВт каждый. Расчеты показали, что существует значительный запас по тепловой мощности в котельной №2. Целесообразно произвести реконструкцию котельной с заменой трех устаревших котлов, на два современных котла суммарной мощностью 1,5 МВт, с более высоким КПД и автоматизацией основных процессов.

➤ ***Реконструкция котельной №4***

Котельная № 4, оснащена тремя котлоагрегатами марки КВр, мощность 0,63 и 0,54 МВт каждый. Расчеты показали, что существует значительный запас по тепловой мощности в котельной №4. Целесообразно произвести реконструкцию котельной с заменой трех устаревших котлов, на два современных котла суммарной мощностью 1,3 МВт, с более высоким КПД и автоматизацией основных процессов.

➤ ***Демонтаж Котельной №5***

При соединении тепловых сетей котельных №1 и №5, отпадет необходимость в эксплуатации генерирующего оборудования Котельной №5. На базе котельной целесообразно создание районного теплового пункта.

➤ ***Установка системы водоподготовки***

На всех котельных не предусмотрено системы водоподготовки, что существенно снижает срок службы основного оборудования и тепловых сетей. Самым простым и эффективным вариантом будет установка системы химводоподготовки, а именно автоматической системы дозирования реагентов (АСДР) на основе реагента Комплексон-6. Реагент Комплексон-6 позволяет обрабатывать подпиточные воды, насыщая их определенной концентрацией ингибиторов, способствующих замедлению или предотвращению процессов

образования накипи или коррозии, что немаловажно для металлических систем отопления и горячего водоснабжения.

Применение АСДР Комплексон-6 позволяет увеличить продолжительность эксплуатационного срока котлов, систем отопления, а также повысить эффективность работы котельных установок.

#### **6.4 Обоснование мероприятий направленных на расширение системы учета энергоресурсов и воды**

##### **➤ *Установка узлов учета тепловой энергии***

Для контроля за выработкой тепловой энергии на котельной, и потребления у абонентов, необходима установка узлов учета тепловой энергии (УУТЭ). На котельной УУТЭ позволит отслеживать количество отпущенной тепловой энергии и соответственно появится возможность контролировать КПД котлоагрегатов, что на данный момент не реализуется. Потребителям установка теплосчетчика позволит платить за тепловую энергию по факту и соответственно даст стимул жителям к экономии тепла.

##### **➤ *Установка узлов учета холодной воды и мониторинг расхода***

Установка узлов учета холодной необходима для возможности осуществления контроля и мониторинга работы системы теплоснабжения.

#### **6.5. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии**

Котельные №1 и №5 находятся на незначительном расстоянии друг от друга – около 250 метров. Рекомендуется рассмотреть возможность объединения тепловых сетей котельных №1 и №5 с единым источником тепловой энергии – котельной №1. В связи с тем, что обе котельные работают преимущественно на твердом топливе и требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала, данное укрупнение системы теплоснабжения позволит не только сократить издержки на содержание основного оборудования котельной №5, но и сэкономить на содержании одной бригады кочегаров.

Существует, по крайней мере, 2 варианта решения данного вопроса.

### *1 вариант*

Создание на базе котельной №5 центрального теплового пункта (ЦТП), оборудованного теплообменником, насосами и системой водоподготовки. Таким образом, существующая тепловая сеть котельной №5, после укрупнения будет представлять собой независимую закрытую систему, нагрев воды, в которой происходит в ЦТП через теплообменник от основного контура котельной №1. Такая система позволит значительно сократить затраты на настройку, балансировку системы и закупку насосного оборудования, т.к. возможно оставить существующие насосы котельной №5 и соответственно гидравлические параметры тепловой сети не претерпят существенных изменений. Из недостатков можно выделить необходимость закупки теплообменного оборудования, дополнительной системы водоподготовки и соответствующей автоматики. А также необходимость в изменении температурного графика работы котельной, для обеспечения исправного функционирования теплообменного оборудования.

### *2 вариант*

Прямое соединение тепловой сетей котельных №1 и №5, то есть создание единой тепловой сети на базе котельной №1. Для этого необходимо проложить от котельной №1 теплотрассу к существующей гребенке отопления котельной №5. Такой вариант решения самый простой, но требует значительных затрат на смену насосного оборудования большей мощности и произведения серьезной настройки и балансировки системы, т.к. гидравлика тепловой сети значительно изменится. Решить данную проблему возможно с помощью установки дросселирующих устройств.

В п. 4.2.5 рассмотрен именно 2 вариант, так как он все же является более простым в реализации. Не требует затрат на обслуживание дополнительного теплообменного, водоподготовительного и насосного оборудования.

## **6.6. Обоснование мероприятий направленных на перевод котельного оборудования на альтернативные виды топлива**

### **➤ *Выведение из эксплуатации жидкого топлива на котельных №1 и №3.***

#### ***Перевод котельных на альтернативные виды твердого топлива***

Теплоснабжающая организация в ближайшей перспективе планирует отказываться от использования жидкого (печного) топлива на котельных №1 и №3 из-за высокой цены получаемой тепловой энергии. В таком случае все котельные будут работать на твердом топливе – каменном угле. Рекомендуется рассмотреть возможность замены каменного угля на другие «местные» виды твердого топлива: торфяные, древесные пеллеты или гранулы. Основными преимуществами топливных гранул и пеллетов, являются экологическая чистота при сгорании, низкая зольность, а также благодаря правильной форме, небольшому размеру и однородной консистенции, гранулы можно пересыпать через специальные рукава, что позволяет автоматизировать процессы погрузки-разгрузки и также сжигания этого вида топлива. При замене котлов необходимо предусмотреть возможность их перевода на другие виды твердого топлива.



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

Расчет, проведенный на электронной модели системы теплоснабжения, показал, что на территории ГП пос.Сандово нет зон с дефицитом тепловой мощности. Все существующие расчетные элементы, имеют запасы тепловой мощности.

Принятая в поселении схема теплоснабжения (радиальная, без дополнительного резервирования и кольцевания) не обеспечивает резервное снабжение теплоносителем в случае серьезной аварии, снижая тем самым надёжность системы теплоснабжения. Надёжность системы теплоснабжения рассмотрена в пункте 1.9 обосновывающих материалов.

Строительство новых участков тепловых сетей необходимо для обеспечения тепловой энергией планируемых к строительству потребителей. Реконструкция существующих участков тепловых сетей необходима для обновления трубопроводов с истекшим сроком службы.

### **7.1 Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную комплексную застройку во вновь осваиваемых районах поселения**

Из анализа гидравлических расчетов существующей системы теплоснабжения ГП пос. Сандово следует сделать вывод о наличии резерва пропускной способности магистральных и распределительных теплопроводов.

В зоне действия котельных №1, №3 и №5 требуется прокладка трубопроводов тепловой сети отопления для обеспечения тепловой энергией новых абонентов. В зоне действия котельной №1 требуется прокладка соединительной линии теплопровода для присоединения тепловых сетей Котельной № 5 (от ТК-1 до здания Котельной №5 около 250 метров).

## **7.2 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истечением эксплуатационного ресурса**

Одной из проблем организации качественного и надежного теплоснабжения поселения является износ тепловых сетей. Общие потери при передаче тепловой энергии установлены ООО «АЛЪЯНС Сандовские Тепловые Сети» в размере 8,5%. Теплоснабжающая организация проводит плановую замену тепловых сетей. На данный момент произведена замена 27% устаревших стальных труб, на современные трубы с применением, качественной теплоизоляции (пенополиуретан – ППУ). Однако остальная часть тепловых сетей поселения была проложена в конце 80-х, начале 90-х годов, соответственно их ресурс подойдет к концу в самое ближайшее время. А учитывая, что на всех котельных отсутствует система водоподготовки, можно утверждать, что их ресурс уже исчерпан. Необходимо производить замену изношенных трубопроводов более интенсивными темпами. Это позволит добиться минимальных потерь в тепловых сетях (в пределах 3-7 %), а также значительно увеличит надежность системы. Рекомендуется произвести именно замену ввиду большого преимущества современных технологий производства труб и изоляции над технологиями, применявшимися в 80-90-х годах XX века.

Замену тепловых сетей целесообразно осуществлять ежегодно максимально возможными темпами, т.к. дальнейшая эксплуатация изношенных тепловых сетей значительно снижает надежность системы и увеличивает количество потерь при передаче тепловой энергии.

При реконструкции тепловых сетей предпочтение должно отдаваться металлическим трубам в заводской ППУ изоляции.

Затраты на реализацию перекладки тепловых сетей рассмотрены в главе 10.

## **7.3 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с нехваткой пропускной способности**

Необходима замена трубопровода тепловой сети от Узла 2 до здания детского сада. Как показал гидравлический расчет конструктивные параметры тепловой сети от Узла 2 до МБДОУ д/с «Родничок» не обеспечивают требуемый расход

теплоносителя у существующих абонентов. Также к этому участку теплосети предполагается подключение новых абонентов. Соответственно для корректной работы системы теплоснабжения, необходимо произвести монтаж трубопроводов на этом участке с большим диаметром (см. п. 4.2.1).

## ГЛАВА 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

В качестве основного вида топлива для всех котельных используется каменный уголь. Для котельных №1 и 3 резервным топливом является жидкое (печное) топливо.

Удельный расход на выработку единицы тепловой энергии для котельных, работающих на каменном угле равен 225,2 кг у.т./Гкал.

Сведения о годовом потреблении основного топлива источниками теплоснабжения представлены в пункте 1.8.

В результате проведения работ по модернизации основного оборудования котельных, а также в результате замены ветхих труб годовые расходы основного топлива будут снижены. Данные по годовым расходам за отчётные периоды по каждой котельной сведены в таблицу 8.1, а также проиллюстрированы на рисунке 8.1.

**Таблица 8.1 Годовые расходы основного топлива на расчетные периоды.**

Наименование источника	Размерность	2013 год	2018 год	2023 год	2028 год
Котельная №1	т у.т./год	673	673	854	854
Котельная №2	т у.т./год	427	427	427	402
Котельная №3	т у.т./год	580	493	493	493
Котельная №4	т у.т./год	428	419	419	419
Котельная №5	т у.т./год	315	315	0	0
<b>Итого</b>	<b>т у.т./год</b>	<b>2423</b>	<b>2327</b>	<b>2193</b>	<b>2168</b>

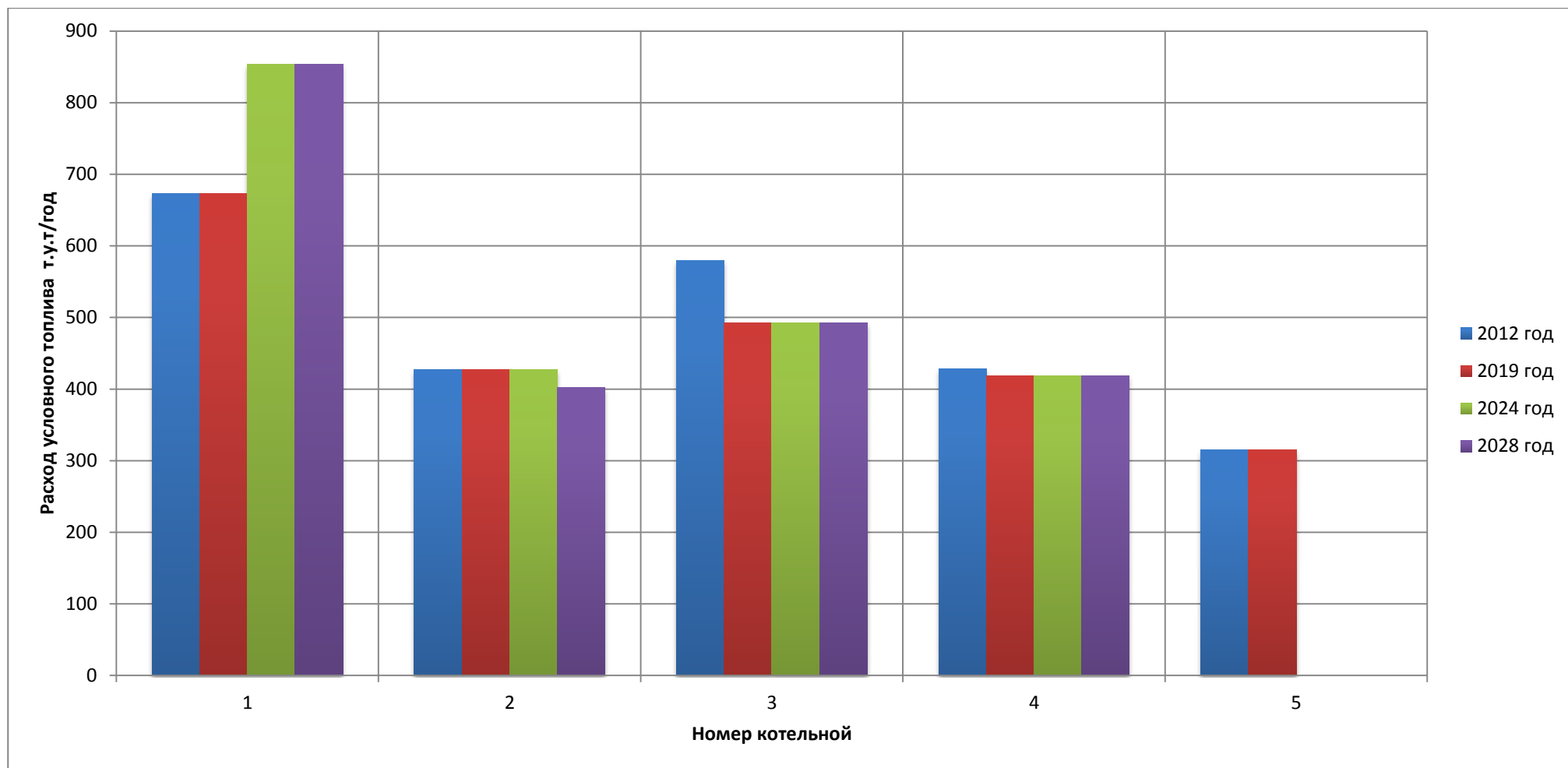


Рисунок 8.1 Годовые расходы основного топлива на расчетные периоды

## ГЛАВА 9. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Применительно к системам теплоснабжения надёжность можно рассматривать как свойства системы:

1. Бесперебойно снабжать потребителей в необходимом количестве тепловой энергией требуемого качества;
2. Не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

На выполнение первой из сформулированных в определении надёжности функций, которая обусловлена назначением системы, влияют единичные свойства безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, режимной управляемости и живучести. Выполнение второй функции, связанной с функционированием системы, зависит от свойств безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, безопасности.

**Резервирование** – один из основных методов повышения надёжности объектов, предполагающий введение дополнительных элементов и возможностей сверх минимально необходимых для нормального выполнения объектом заданных функций. Реализация различных видов резервирования обеспечивает резерв мощности (производительности, пропускной способности) системы теплоснабжения – разность между располагаемой мощностью (производительностью, пропускной способностью) объекта и его нагрузкой в данный момент времени при допустимых значениях параметров режима и показателях качества продукции.

Надёжность системы теплоснабжения можно оценить исходя из показателей износа тепломеханического оборудования котельных.

### **Показатели (критерии) надёжности**

Способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения следует определять по трем показателям (критериям):

– **Вероятность безотказной работы системы [P]** - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже  $+12^{\circ}\text{C}$ , в промышленных зданиях ниже  $+8^{\circ}\text{C}$ , более числа раз установленного нормативами.

– **Коэффициент готовности системы [K<sub>г</sub>]** - вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов, допускаемых нормативами. Допускаемое снижение температуры составляет 2<sup>0</sup>С.

– **Живучесть системы [Ж]** - способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных остановов (более 54 часов).

**Вероятность безотказной работы [P].**

Вероятность безотказной работы [P] для каждого *j*-го участка трубопровода в течение одного года вычисляется с помощью плотности потока отказов  $\omega_{jP}$

$$P = e^{(-\omega_{jP})};$$

Вычисленные на предварительном этапе плотности потока отказов  $\omega_{jE}$  и  $\omega_{jP}$ , корректируются по статистическим данным аварий за последние 5 лет в соответствии с оценками показателей остаточного ресурса участка теплопровода для каждой аварии на данном участке путем ее умножения на соответствующие коэффициенты.

Вероятность безотказной работы [P] определяется по формуле:

$$P = e^{-\omega};$$

где  $\omega$  – плотность потока учитываемых отказов, сопровождающихся снижением подачи тепловой энергии потребителям, может быть определена по эмпирической формуле:

$$\omega = a \cdot m \cdot K_c \cdot d^{0,208};$$

где *a* – эмпирический коэффициент. При нормативном уровне безотказности *a* = 0,00003;

*m* – эмпирический коэффициент потока отказов, полученный на основе обработки статистических данных по отказам. Допускается принимать равным 0,5 при расчете показателя безотказности и 1,0 при расчете показателя готовности;

*K<sub>c</sub>* – коэффициент, учитывающий старение (утрату ресурса) конкретного участка теплосети. Для проектируемых новых участков тепловых сетей рекомендуется принимать *K<sub>c</sub>*=1. Во всех других случаях коэффициент старения рассчитывается в зависимости от времени эксплуатации по формуле:

$$K_c = 3 \cdot T^{2,6}$$

$$И = n/n_0$$

где И – индекс утраты ресурса;

n – срок службы теплопровода с момента ввода в эксплуатацию (в годах);

$n_0$  – расчетный срок службы теплопровода (в годах).

Нормативные (минимально допустимые) показатели вероятности безотказной работы согласно СНиП 41-02-2003 принимаются для:

- источника тепловой энергии –  $P_{ит} = 0,97$ ;
- тепловых сетей –  $P_{тс} = 0,90$ ;
- потребителя тепловой энергии –  $P_{пт} = 0,99$ ;
- СЦТ –  $P_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$ .

Заказчик вправе устанавливать более высокие показатели вероятности безотказной работы.

Расчеты показателей (критериев) надежности систем теплоснабжения выполняются с использованием компьютерных программ.

При проектировании тепловых сетей по критерию – вероятность безотказной работы [P] определяются:

- допустимость проектирования радиальных (лучевых) теплотрасс и в случае необходимости – места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными тепло-проводами;
- предельно допустимая длина не резервированных участков теплопроводов до каждого потребителя или теплового пункта;
- достаточность диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов, для обеспечения резервной подачи тепловой энергии потребителям при отказах;
- необходимость применения на конкретных участках по условию безотказности надземной прокладки или прокладки в проходных каналах (тоннелях).

**Коэффициент готовности системы [E<sub>r</sub>]** - *вероятность работоспособного состояния системы*, ее готовности поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру более установленного нормативом числа часов в год.

Коэффициент готовности для j -го участка рассчитывается по формуле:



$$E_r = (5448 - z_1 - z_2 - z_3 - z_4)/5448;$$

где  $z_1$  - число часов ожидания нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности (5448 – продолжительность отопительного периода);

$z_2$  - число часов ожидания неготовности источника тепла (при отсутствии данных принимается равным 50 ч);

Оценку готовности энергоисточника рекомендуется производить по фактическим статистическим данным числа часов в год неготовности следующих узлов энергоисточника за последние 5 лет эксплуатации:

$$z_2 = z_{об} + z_{впу} + z_{тсв} + z_{пар} + z_{топ} + z_{хво} + z_{эл};$$

где  $z_{об}$  – основного энергооборудования;

$z_{впу}$  – водоподогревательной установки;

$z_{тсв}$  – тракта трубопроводов сетевой воды;

$z_{пар}$  – тракта паропроводов;

$z_{топ}$  – топливообеспечения;

$z_{хво}$  – водоподготовительной установки и группы подпитки;

$z_{эл}$  – электроснабжения.

$z_3$  - число часов ожидания неготовности участка тепловой сети;

$z_4$  - число часов ожидания неготовности систем теплоиспользования абонента (при отсутствии данных принимается равным 10 ч).

Число часов ожидания неготовности  $j$ -го участка тепловой сети:

$$z_3 = t_b \omega_{jE}.$$

Здесь  $t_b$  - среднее время восстановления (в часах) теплопровода диаметра  $d_j$  (см. СНиП 41-02-2003, табл.2);  $\omega_{jE}$  - плотность потока отказов, используемая для вычисления коэффициента готовности.

Минимально допустимый показатель готовности систем центрального теплоснабжения к исправной работе согласно п. 6.31 СНиП 41-02-2003 равен 0,97.

где  $z_1$  – число часов ожидания неготовности СЦТ в период стояния нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Определяется по климатологическим данным с учетом способности системы обеспечивать заданную температуру в помещениях;

**Живучесть [Ж]** - минимально допустимая величина подачи тепловой энергии потребителям по условию живучести должна быть достаточной для поддержания

температуры теплоносителя в трубах и соответственно температуры в помещениях, в подъездах, лестничных клетках, на чердаках и т.п. не ниже +3 °С.

Для более точного определения и дальнейшего поддержания показателей надежности в пределах допустимого рекомендуется:

1. Правильное и своевременное заполнение следующих журналов:
  - а) оперативного журнала;
  - б) журнала обходов тепловых сетей;
  - в) журнала учета работ по нарядам и распоряжениям;
  - г) заявок потребителей.
2. Для повышения надежности системы теплоснабжения, необходимо своевременно проводить ремонты (плановые, по заявкам и пр.) основного и вспомогательного оборудования, а так же тепловых сетей и оборудования на тепловых сетях.
3. Своевременная замена изношенных участков тепловых сетей и оборудования.
4. Проведения мероприятий по устранению затопления каналов, тепловых камер и подвалов домов.

Основными недостатками в системе централизованного теплоснабжения ГП пос. Сандово являются отсутствие резервирования, отсутствие кольцевания сетей, а также износ тепловых сетей и основного оборудования угольных котельных. После замены выработавшего свой ресурс оборудования надёжность системы теплоснабжения увеличится.

## ГЛАВА 10. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

### 10.1 Инвестиции в источники

#### 10.1.1 Котельная №1

Замена основного оборудования котельной, на основании предложенных мероприятий, тепловой мощностью – 4 МВт , а также закупка вспомогательного оборудования – 8 200 тыс. руб.

#### 10.1.2 Котельная №2

Реконструкция котельной, на основании предложенных мероприятий. Расчетная тепловая мощность – 1,5 МВт. Стоимость мероприятия – 3 500 тыс.руб

#### 10.1.3 Котельная №3

Вывод в консервацию старой котельной и установка новой БМК котельной тепловой мощностью 2 МВт стоимостью 9 500 тыс. руб

#### 10.1.4 Котельная №4

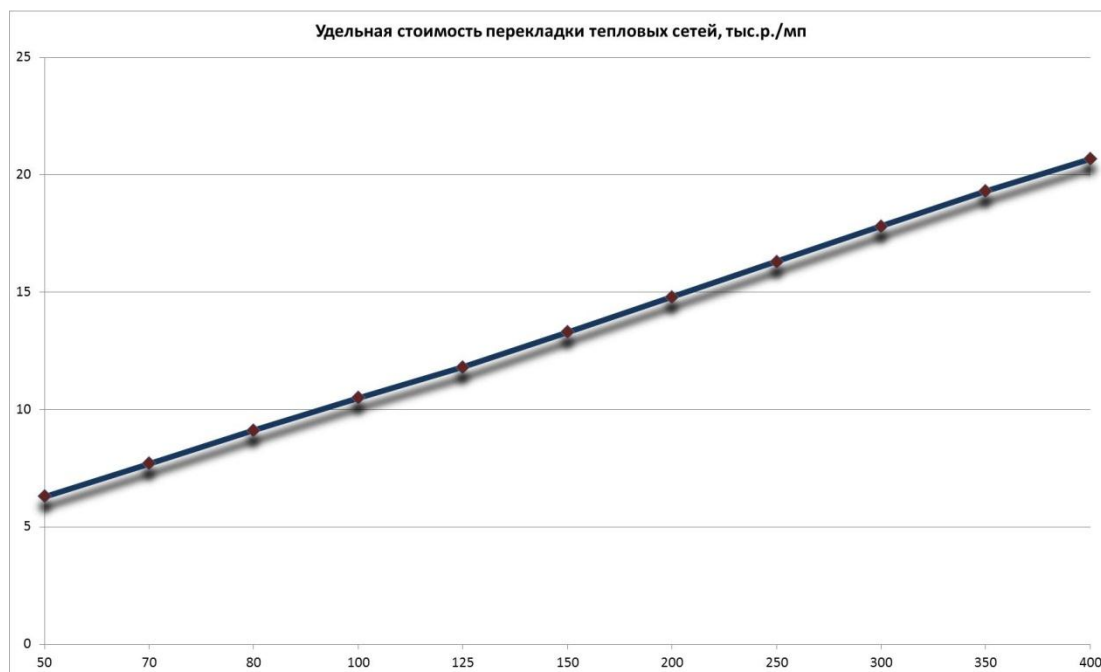
Реконструкция котельной, на основании предложенных мероприятий. Расчетная тепловая мощность – 1,3 МВт. Стоимость мероприятия – 3 300 тыс.руб

**Таблица 10.1.1 Общие затраты на инвестиции в источники тепловой энергии**

Котельная	Оборудование	Стоимость введенного оборудования, тыс. руб.		
		2013-2016 г.	2017-2021 г.	2022-2028 г.
№1	Котельная 4 МВт		8200	
№2	Котельная 1,5 МВт			3500
№3	Котельная БМК 2 МВт	9500		
№4	Котельная 1,3 МВт			3300
<b>ИТОГО</b>		<b>9500</b>	<b>8200</b>	<b>6800</b>

### 10.2 Инвестиции в тепловые сети

Удельные затраты на реконструкцию тепловых сетей различных диаметров приведены на рисунке 10.2.1.



**Рисунок 10.2.1 Средние удельные затраты на реконструкцию тепловых сетей**

Результаты расчета суммарной протяженности тепловых сетей, подлежащих перекладке, а также тепловых сетей, которые требуется проложить к подключаемым потребителям, приведены в таблице 10.2.1.

В таблице 10.2.2 показаны общие инвестиции в перекладываемые и новые тепловые сети.

**Таблица 10.2.1 Протяженности тепловых сетей, подлежащих перекладке и строительство новых (в двухтрубном исчислении) в срок до 2028 г.**

Наружный диаметр, мм	Протяженность сетей, п.м.	
	Перекладываемые	Новые
32	-	267
40	30	
57	1246	1008
76	603	216
89	182	431
108	995	-
133	-	-
159	68	250
219	100	-
<b>Всего</b>	<b>3224</b>	<b>2172</b>

**Таблица 10.2.2 Инвестиции в тепловые сети**

Период строительства	Наружный диаметр, мм	Длина, м		Капитальные вложения, тыс. руб.		
		Перекаладываемые	Новые	Перекаладываемые	Новые	Итого
До 2018 г.	219	100	-	1650	-	8947,5
	159	68	-	1009,8	-	
	89	182	-	1801,8	-	
	76	-	124	-	1674	
	57	-	222	-	2597,4	
	40	30	-	214,5	-	
До 2023 г.	159	-	250	-	6075,01	36896,8
	108	995	-	11492,25	-	
	89	-	431	-	6982,2	
	76	-	92	-	1242	
	57	-	786	-	9196,28	
	32	-	267	-	1909,05	
До 2028 г.	76	603	-	4974,75	-	13883,7
	57	1246	-	8908,9	-	
Итого						59728,0

Из анализа таблиц 10.2.1 и 10.2.2 следует вывод: в связи с высокой степенью износа тепловых сетей, трубопроводы должны быть заменены в ближайшее время, однако, принимая во внимание протяженность тепловых сетей, стоимость их замены, а также необходимость строительства большого количества новых участков тепловых сетей реалистичный срок выполнения программы до 2028 года.

Таким образом, суммарная стоимость капитального ремонта тепловых сетей, а также строительства новых тепловых сетей составит **59 728 тыс.руб.**

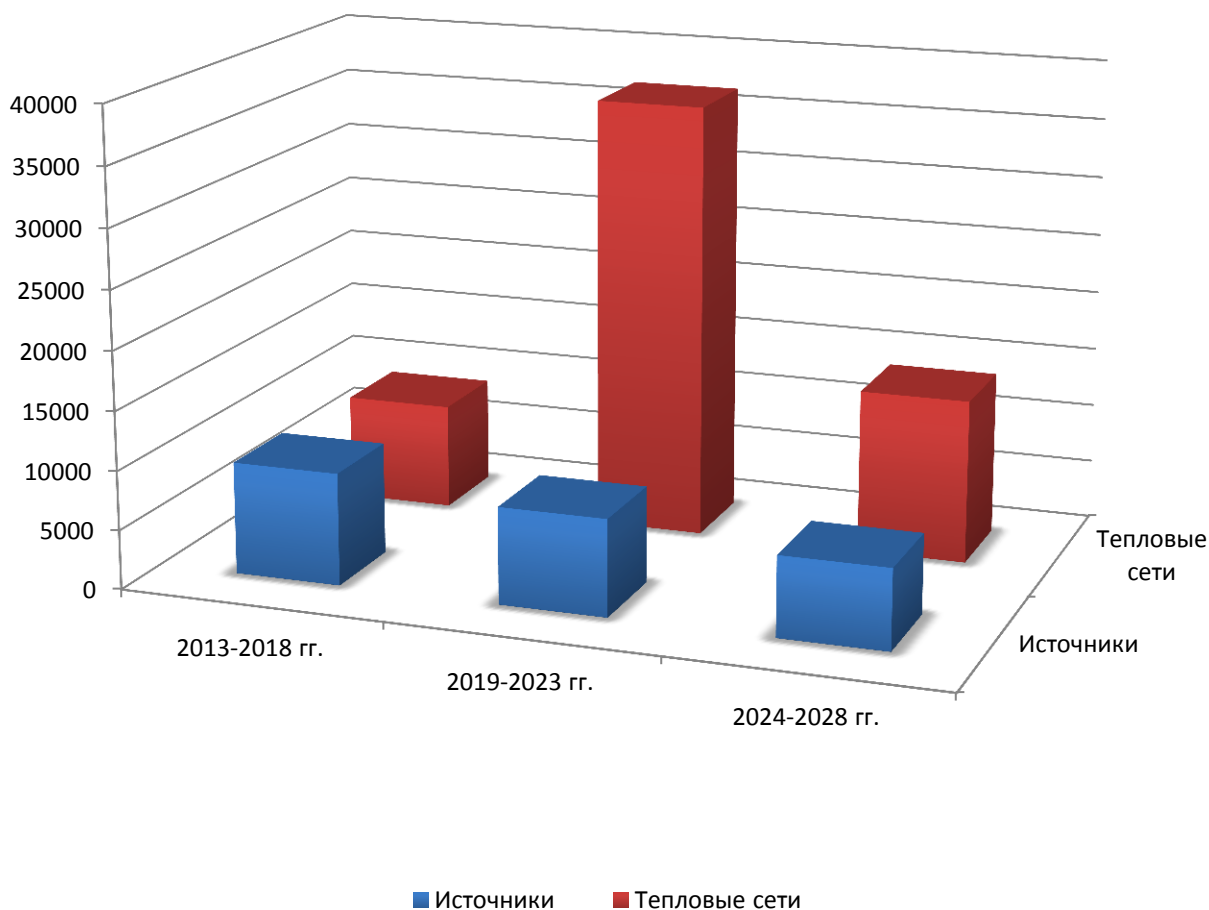
### **10.3 Оценка финансовых потребностей для осуществления капитального ремонта источников тепловой энергии и тепловых сетей**

В Главе 6 показана необходимость реконструкция старых угольных котельных. В Главе 7 описаны основные предложения по строительству новых и замене существующих трубопроводов тепловых сетей. Также показана необходимость проведения замены большого количества трубопроводов. Проведение вышеописанных мероприятий требует значительных капитальных вложений.

Суммарные инвестиции в систему теплоснабжения ГП пос.Сандово отражены в таблице 10.3.1 и на рисунке 10.3.1.

**Таблица 10.3.1 Суммарные инвестиции в систему теплоснабжения**

Объект инвестиций	Инвестиционные вложения, тыс. руб.		
	2013-2018 гг.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
Источники	9500	8200	6800
Тепловые сети	8947,5	36896,8	13883,7
<b>ИТОГО</b>	<b>170858,6</b>	<b>164309,1</b>	<b>204364,1</b>



*Рисунок 10.3.1 Суммарные инвестиции в систему теплоснабжения*

#### **10.4 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности**

Для замены тепловых сетей могут быть применены механизмы, предлагаемые компанией Полимертепло:

«Трубы в кредит» предоставляются теплоснабжающей организации производителем в начале строительного сезона. Кредит предоставляется без предоплаты и под минимальный процент, с отсрочкой платежа на несколько лет.

Теплоснабжающая организация проводит строительно-монтажные работы за свой счет из денег на текущие ремонты тепловых сетей.

В следующий отопительный период у теплоснабжающей организации появляется прибыль от операционной деятельности (в первую очередь за счет существенного сокращения потерь тепловой энергии и экономии на ремонтах), из которой начинаются выплаты по кредиту поставщика.

Такая схема имеет ряд преимуществ: появление на балансе организации активов в виде модернизированных тепловых сетей, которые могут служить объектом залога при получении кредита для дальнейшей модернизации теплосетевого хозяйства.

Замена тепловых сетей будет являться реализованным инвестиционным проектом, в результате чего у теплоснабжающей организации появится возможность привлечь деньги из других источников: местный и региональный бюджеты, Государственная программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года», региональных энергосберегающих проектов из федерального бюджета, банки с государственным участием.

Другой схемой финансирования, которая может быть применена как к реконструкции тепловых сетей, так и к реконструкции источников тепловой энергии (котельных), может быть реализация инвестиционной программы модернизации тепловых сетей с участием кредитного института.

При такой схеме теплоснабжающая организация, администрация субъекта и региональная энергетическая комиссия подписывают соглашение о «замораживании» тарифа на тепловую энергию для потребителей. Тариф определяется с учетом инвестиционной надбавки для реализации проекта.

Теплоснабжающая организация (или администрация города) обращается в кредитную организацию для получения денежных средств на финансирование инвестиционного проекта.

В этом случае в залог банку могут быть переданы уже имеющиеся тепловые сети и источники или сети после сдачи в эксплуатацию.

Одновременно администрация субъекта выступает перед банком поручителем на случай недопущения неисполнения обязательств теплосетевой организации по погашению кредита.

На привлеченные денежные средства теплоснабжающая организация закупает оборудование и материалы и производит строительные-монтажные работы.

Выплаты по кредиту осуществляется из операционной прибыли теплосетевой организации и с привлечением других источников (бюджеты различных уровней, государственные программы, и пр.).

Кредиты должны предоставляться на достаточно продолжительные сроки (15 – 20 лет), как и соглашения о «замораживании» тарифов на тепловую энергию.

При реализации реконструкции по представленной схеме выигрывают прежде всего непосредственные потребители, т.к. тарифы на тепловую энергию находятся на одном уровне продолжительное время.



## **ГЛАВА 11. РЕШЕНИЕ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

В соответствии со статьей 2 пунктом 28 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: «Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

В соответствии со статьей 6 пунктом 6 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: «К полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации».

Предложения по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляются на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации. Предлагается использовать для этого нижеследующий раздел проекта.

Постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении правил организации теплоснабжения», предложенный к утверждению Правительством Российской Федерации в соответствии со статьей 4 пунктом 1 ФЗ-

190 «О теплоснабжении»: Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации:

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения.

2. 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 отношении которой присваивается соответствующий статус.

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

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

-определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию, если такая организация владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в каждой из систем теплоснабжения, входящей в зону её деятельности.

3. Для присвоения статуса единой теплоснабжающей организации впервые на территории поселения, городского округа, лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями на территории поселения, городского округа, вправе подать в течение одного месяца с даты размещения на сайте поселения, городского округа, города федерального значения проекта схемы теплоснабжения в орган местного самоуправления заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны деятельности, в которой указанные лица планируют исполнять функции единой теплоснабжающей организации. Орган местного самоуправления обязан разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа.

4. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае, если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, орган местного самоуправления присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с критериями настоящих Правил.

5. Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепловой энергии и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

6. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано более одной заявки на присвоение соответствующего статуса от лиц, соответствующих критериям, установленным настоящими Правилами, статус единой теплоснабжающей организации

присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, и обосновывается в схеме теплоснабжения.

7. В случае если в отношении зоны деятельности единой теплоснабжающей организации не подано ни одной заявки на присвоение соответствующего статуса, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, и соответствующей критериям настоящих Правил.

8. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

а) заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

б) осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения;

в) надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

г) осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

В настоящее время предприятие ООО «АЛЪЯНС Сандовские Тепловые Сети» отвечает всем требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации, а именно:

1) Владение на праве собственности или ином законном основании, тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации.

2) Статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у предприятия ООО «АЛЪЯНС Сандовские Тепловые Сети» технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами.

3) Предприятие ООО «АЛЪЯНС Сандовские Тепловые Сети» согласно требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации при осуществлении своей деятельности фактически уже исполняет обязанности единой теплоснабжающей организации, а именно:

а) заключает и надлежаще исполняет договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

б) надлежащим образом исполняет обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

в) осуществляет контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности;

г) будет осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения.

Также, необходимо отметить, что предприятие ООО «АЛЪЯНС Сандовские Тепловые Сети», по мере финансовых возможностей, осуществляет поэтапную модернизацию источников теплоснабжения, а также постоянно ведёт замену ветхих участков теплосетей. Всю хозяйственную деятельность предприятие ведёт в тесном сотрудничестве с Администрацией ГП пос. Сандово. Всё вышеперечисленное характеризует ООО «АЛЪЯНС Сандовские Тепловые Сети» как ответственного и надёжного исполнителя роли теплоснабжающей организации.

Таким образом, на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в проекте правил организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации,

предлагается определить единой теплоснабжающей организацией ГП пос. Сандово, целесообразно оставить ООО «АЛЪЯНС Сандовские Тепловые Сети».