

Муниципальное образование
Зиминского городского округа

Грубников В.В.

2013г.

Исполнитель:

ООО "ОктанВосток"

Генеральный директор

Гребенюк Ю.Р.

«27»

2013г.

**Схема теплоснабжения Зиминского городского
Муниципального образования с перспективой до 2028 г.**

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	8
1.1 ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	8
1.2 Источники тепловой энергии	14
1.2.1 Сводные характеристики источников тепловой энергии.	14
1.2.2 Характеристики теплоисточников каждой системы теплоснабжения.	18
1.3 ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ	37
1.3.1 Сводные характеристики тепловых сетей.	37
1.3.2 Характеристики тепловых сетей каждой системы теплоснабжения.	43
1.4 Зоны действия источников тепловой энергии	75
1.5 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	77
1.5.1 Сводные характеристики потребителей тепловой энергии.	77
1.5.2 Характеристики потребителей каждой системы теплоснабжения.	81
1.6 БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	104
1.7 БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	105
1.8 ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ	107
1.9 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	108
1.10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ	110
1.11 ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	126
1.12 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ.	131
2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	139
3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ.....	144
4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ.....	145
5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК	148

6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ	151
7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ	157
8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	162
9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ	167
10. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ	171
11. БЕСХОЗЯИННЫЕ ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ.....	172
12. ЛИТЕРАТУРА, ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	173
13. ПРИЛОЖЕНИЯ.....	175

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая схема теплоснабжения (далее Схема) разработана в соответствии с Федеральным законом (ФЗ) №190 от 27.07.2010 "О теплоснабжении" и Постановлением правительства РФ (Пп) №154 от 22.02.2012 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Схема разработана в целях удовлетворения спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель, обеспечения надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом, а также экономического стимулирования развития систем теплоснабжения и внедрения энергосберегающих технологий в г. Зима Зиминского района.

Данный отчет состоит из следующих частей и содержит:

- **Введение** – общая вводная часть;
- **Основная часть** – часть, разрабатываемая в соответствии с техническим заданием;
- **Приложения** – техзадание, предоставленные данные, расчетные данные, карты-схемы и пр.

Основание для выполнения Схемы - муниципальный контракт № 2013.26562 от 18.03.2013, техническое задание представлено в *прил.1*. Схема разработана с использованием электронной модели схемы теплоснабжения на базе ПО ByteNET3 (ООО «БайтЭнергоКомплекс», г. Иркутск).

Общая графическая схема теплоснабжения представлена в *прил. 2*.

В данной работе использованы данные генерального плана развития г. Зима (информация для оценки перспективных показателей), представленного Администрацией городского округа.

Общая характеристика поселения

г. Зима расположен в юго-западной части Ленско-Ангарского плато, в долине р. Ока ниже впадения в нее р. Зима. Город расположен на Транссибирской железнодорожной магистрали, через него проходит автомобильная дорога федерального значения М-53 «Байкал» (участок «Красноярск-Иркутск»), он также является узлом автодорог местного значения. Расстояние по железной дороге до г. Иркутск составляет 250 км, по автомобильной дороге – 288 км.

Город Зима – административный центр Зиминского района Иркутской области.

По данным Администрации г. Зима численность его населения на начало 2013г. составила 31900 чел. За период 2007г-2013г численность населения уменьшилась на -6% (с 34100 до 31900 чел).

Сегодня Зима – крупная опорная железнодорожная станция Восточно-Сибирской железной дороги.

Ближайшие к городу населённые пункты: г. Саянск – 25 км, п. Залари – 50 км, п. Куйтун – 60 км.

В пределах рассматриваемых систем теплоснабжения максимальный перепад геодезических высот составляет 11 м.

Площадь жилых территорий в границах населенного пункта составляет 838.2га, в том числе: 771.4га (92%) - индивидуальная жилая застройка, 66.5га (7.9%) - среднеэтажная жилая застройка, 0.3га (0%) - многоэтажная жилая застройка.

Плотность населения в границах жилых территорий составляет 41 чел/га.

К коммунальным услугам, предоставляемым населению г. Зима относятся: водоснабжение, водоотведение, теплоснабжение, электроснабжение, вывоз бытовых отходов. В рамках данной работы подробно будут рассмотрены только вопросы теплоснабжения г. Зима.

Климат

Климат в г. Зима резко континентальный. На территории поселения вечной мерзлоты нет. Глубина промерзания грунта не более 3 м. Максимальная температура самого холодного месяца - -50°C ; самого теплого месяца $+36^{\circ}\text{C}$. Продолжительность отопительного сезона – 239 дн. Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления -42°C .

Климатические характеристики для г. Зима, принятые в соответствии с рекомендациями [3] и использованные в расчетах данной работы приведены в Табл. 1.

Табл. 1.

Климатические характеристики г. Зима

Город (по СНиП)	Продолж. отопит. периода в сутках	Т наружного воздуха, °C						Расчетная скорость ветра м/с
		Расчетная для проектирования		Средняя отопит. периода	Средне- годовая	Абсо- лютные		
		Отопл.	Вентил.			min	max	
Зима	239	-42	-26	-9.7	-1.6	-50	36	2

Среднемесячная температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	-23	-20	-10.1	1.1	8.7	15.8	18	14.9	8.1	-0.1	-12.2	-20.5

Краткая характеристика инженерных систем поселения:

Водоснабжение

Водоснабжение г. Зима осуществляется от двух источников водоснабжения:

- 1) водозабор из подземного источника грунтовых вод на острове «Черемуховый куст» р. Ока;
- 2) водозабор на о. Шехолай.

Проектная производительность первого водозабора составляет 10 тыс.м³/сут, фактическая – 5-7 тыс.м³/сут. Проектную производительность водозабор выдать не может. Общий объем водопотребления составляет 2061 тыс.м³/год.

В состав водозаборных сооружений входит водозаборная трубчатая дрена, насосные станции первого и второго подъёмов, бактерицидная установка, 2 резервуара чистой воды объемом 1 600 м³ и хлораторная.

Вторым источником водоснабжения является водозабор на о. Шехолай, который эксплуатирует МУП «Водоканал» г. Саянск. Объем водопотребления на г. Зима составляет $145 \text{ тыс. м}^3/\text{год}$.

Общая протяжённость водопроводных сетей – 84.239 км .

Протяжённость магистральных водоводов составляет 17 км , в т.ч. на восточную часть города – $14,5 \text{ км}$ диаметром 400 мм , на западную часть – $2,5 \text{ км}$ диаметром 500 мм . Через р. Ока проложены 2 нитки трубопровода диаметром 400 мм протяжённостью 700 м .

Для обеспечения потребности в воде на расчётный срок решениями генерального плана предлагается расширение водозабора из подземного источника грунтовых вод на о. Черёмуховый куст или использование водозабора на о. Шехолай.

Схема водоснабжения на расчётный срок не изменяется. Дополнительно к существующим водоводам генпланом предлагается проведение водоводов к северной и южным частям города. К микрорайону «Ангарский», расположенному в юго-западной части города генпланом был предложен подвод водопроводов, которые закольцовывают существующие сети для повышения надёжности системы водоснабжения. Также для этих целей предложено строительство нескольких перемычек по водопроводной сети города.

Водоотведение

В городе Зима объём водоотведения составляет – $2\,049 \text{ тыс. м}^3/\text{год}$.

Протяжённость магистральных сетей канализации (самотечных и напорных) составляет $14,4 \text{ км}$. Эксплуатируются 6 КНС.

Канализационно-очистные сооружения (КОС) были построены для очистки сточных вод, поступающих от гидролизного завода и от населения, и введены в эксплуатацию в 1960 г. Проектная мощность КОС – $15,9 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$. Хлорирование сточных вод не производится. Санитарно-защитная зона 150 м , водоохранная зона – минимальная ширина составляет 500 м .

После остановки работы гидролизного завода изменились расход и состав сточных вод. Расход уменьшился до $6-7 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$, а в составе сточных вод главным образом уменьшился БПК с 2200 мг/л до 69 мг/л (по средним показателям). Это значительно повлияло на качество работы КОС, т.к. в связи с низким содержанием БПК, биологическая очистка не работает, активный ил не наращивается, соответственно, все показатели очистки резко ухудшились.

От микрорайона «Ангарский» проектными решениями генплана предложено строительство самотечного трубопровода с последующей перекачкой стоков через КНС и напорные трубопроводы на КОС.

Генпланом предлагается реконструкция с модернизацией существующих очистных сооружений г. Зима.

Электроснабжение

Основные источники электроснабжения потребителей в г. Зима – ПС $110/35/27,5/10 \text{ кВ}$ Зима-Тяговая и Иркутская ТЭЦ-3. Между собой ПС Зима-Тяговая и ТЭЦ-3 связаны двухцепной линией электропередачи 35 кВ . На ПС Зима-Тяговая установлено два трансформатора $110/35/10 \text{ кВ}$ мощностью 25 и 40 МВА и два трансформатора $110/35/27,5$ мощностью $2 \times 40 \text{ МВА}$. ПС Зима-Тяговая

получает питание от Иркутской энергосистемы по двухцепной ВЛ-110 кВ ПС 500/220/110 кВ Новозиминская – ПС 110 кВ Зима-Тяговая. На ТЭЦ-3 установлено два трансформатора 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый, шины 6 кВ этих трансформаторов являются центром питания коммунально-бытовых и промышленных потребителей города.

ТЭЦ-3 в настоящее время используется только для выработки тепла и не используется для выработки электроэнергии.

Кроме того на территории города расположена ПС 35/10 кВ Насосная химкомбината, которая получает питание по двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 110/35/10 кВ Стройбаза, подключенной ответвлением к ВЛ 110 кВ ПС 500 кВ Новозиминская – Ново-Зиминская ТЭЦ. На ПС «Насосная химкомбината» установлено два трансформатора 35/10 кВ мощностью по 10 МВА. К шинам 10 кВ Насосной химкомбината подключается распределительная сеть 10 кВ города.

ПС 110/35 кВ Стройбаза была построена для создания строительной базы и строительства Зиминского химкомбината. Она располагается за пределами городской черты.

Распределительные сети города в основном выполнены на напряжении 10 кВ воздушными и кабельными линиями, но есть небольшая часть потребителей, питающихся от шин ТЭЦ-3 на напряжении 6 кВ.

На территории города расположено 113 трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ суммарной установленной мощностью 60 МВА.

Общее потребление электроэнергии коммунально-бытовыми и промышленными потребителями города за 2005 год составило 83 210 тыс. кВт.час. Суммарная максимальная электрическая нагрузка потребителей города Зимы по данным контрольных замеров 2005 года достигала 33,2 МВт.

Теплоснабжение

Территория города Зима делится на западную и восточную части относительно железной дороги. Теплоснабжение восточной части города осуществляется от Ново-Зиминской ТЭЦ. Западная часть города обеспечивается теплом от муниципальных и ведомственных котельных. Потребители тепловой энергии – жилые, общественные и производственные здания.

По данным генерального плана суммарная тепловая расчётная нагрузка восточной стороны города (посёлков 2-й Строитель, Гидролизный, Транспортный, ЛДК) составляет 61 Гкал/ч. Схема теплоснабжения – открытая тупиково-лучевая двухтрубная. Присоединение систем отопления и вентиляции к теплосети предусмотрено по зависимой схеме. Горячее водоснабжение осуществляется путём непосредственного водоразбора из теплосети. Тепловая энергия в горячей воде подаётся от тепломагистрали Д530 общей длиной 14500 м от теплоисточника. Конечной точкой тепломагистрали считается вход на корректирующую насосную станцию (КНС), расположенную на территории гидролизного завода по ул. Садовая.

Котельные западной части города обеспечивают теплом жилые, общественные и производственные здания. Малоэтажные и индивидуальные жилые дома обеспечиваются теплом от отопительных печей.

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

1.1 ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Город Зима разделяется железной дорогой на 2 основные части: Западная и Восточная. Всего в городе можно выделить 19 основных систем теплоснабжения с централизованным теплоснабжением:

- **Восточная часть** – 6 теплоисточников: 5 муниципальных подкачивающих насосных станций, входящих в единую систему теплоснабжения от Ново-Зиминской ТЭЦ: "Корректирующая насосная станция" (КНС); "ЦТП №1"; "ЦТП №2"; "ЦТП №3"; "ЦТП №4" и ведомственная котельная - «Локомотивное депо»;
- **Западная часть** – 13 котельных: 2 ведомственных - «Вагонное депо», «ДРСУ»; 11 муниципальных - "№1"; "№2"; " №3"; " №4"; " №7"; " №8"; "№9", " №12"; "№13"; "ХПП", "МБУЗ ЗГБ"

Котельные западной части работают только в отопительный период, летнего ГВС нет. В восточной части г. Зима имеется летнее ГВС.

На момент выполнения данной работы собственниками теплоисточников и тепловых сетей, относящихся к общей схеме теплоснабжения г. Зима являлись:

Система теплоснабжения	Кол-во	Сум. Qуст, Гкал/ч	Теплоисточник	Тепловая сеть
Восточная часть:	6	-		
<i>Ведомственные:</i>	<i>1</i>	<i>-</i>		
"Локомотивное депо"	1	17.7	ОАО "РЖД"	ОАО "РЖД"
<i>Муниципальные:</i>	<i>5</i>	<i>-</i>		
"ЦТП №1", "ЦТП №2", "КНС", "ЦТП №3", "ЦТП №4"	5	-	Администрация ЗГМО	Администрация ЗГМО
Западная часть:	13	57.5		
<i>Ведомственные:</i>	<i>2</i>	<i>4.9</i>		
"ДРСУ"	1	2.3	ДСИО	ДСИО
"Вагонное депо"	1	2.6	ОАО "РЖД"	ОАО "РЖД"
<i>Муниципальные:</i>	<i>11</i>	<i>52.6</i>		
"ХПП"	1	0.6	Администрация ЗРМО	Администрация ЗРМО
"МБУЗ ЗГБ", "№3", "№2", "№9", "№8", "№13", "№7", "№4", "№1", "№12"	10	52.0	Администрация ЗГМО	Администрация ЗГМО

Теплоснабжающими и теплосетевыми организациями являлись:

Система теплоснабжения	Кол-во	Сум. Qуст, Гкал/ч	Теплоснабжающая организация	Теплосетевая организация
Восточная часть:	6	-		
Ведомственные:	1	-		
"Локомотивное депо"	1	17.7	ОАО "РЖД"	ОАО "РЖД"
Муниципальные:	5	-		
"ЦТП №1", "ЦТП №2", "КНС", "ЦТП №3", "ЦТП №4"	5	-	ОАО "Иркутскэнерго"	ООО "Энергия"
Западная часть:	13	57.5		
Ведомственные:	2	4.9		
"ДРСУ"	1	2.3	ДСИО	ДСИО
"Вагонное депо"	1	2.6	ОАО "ВЧДР-3"	ОАО "ВЧДР-3"
Муниципальные:	11	52.6		
"МБУЗ ЗГБ"	1	0.9	ОГБУЗ "ЗГБ"	ОГБУЗ "ЗГБ"
"№3", "№2", "№9", "№8", "№13", "№7", "№4", "№1", "№12"	9	51.1	ООО "Зиматеплоэнерго"	ООО "Зиматеплоэнерго"
"ХПП"	1	0.6	ООО "Тепловик"	ООО "Тепловик"

Теплоснабжающие организации в системах с централизованным теплоснабжением по г. Зима показаны и на *рис. 1.2*.

Общая схема централизованного теплоснабжения в существующем состоянии представлена в *прил. 2*. Схема подготовлена на основе электронной модели схемы теплоснабжения в ПО ByteNET3, которая ниже будет рассмотрена более подробно.

Радиусы централизованного теплоснабжения в рассматриваемых системах теплоснабжения представлены на *рис. 1.1*:

- "Корректирующая насосная станция": 1242 м;
- "ЦТП №1": 631 м;
- "ЦТП №2": 954 м;
- "ЦТП №3": 460 м;
- "ЦТП №4": 906 м;
- "Локомотивного депо": 439 м;
- "№1": 690 м;
- "№2": 7 м;
- "№3": 1123 м;
- "№4": 525 м;
- "№7": 284 м;
- "№8": 73 м;
- "№9": 558 м;
- "№12": 5 м;
- "№13": 87 м;
- "Вагонное депо": 533 м;
- "ДРСУ": 168 м;
- "МБУЗ ЗГБ": 150 м;
- "ХПП": 152 м;

Степень благоустройства здания с централизованным теплоснабжением на общей схеме теплоснабжения (*прил. 2*) показана у каждого здания цветовым индикатором - полукруг с секторами (центральное отопление - красный, ГВС - темно-красный, ХВС - синий).

Тип ввода (подключения) теплового потребителя отражается на схеме (*прил. 2*) формой узла ввода здания (возможные формы: треугольник – прямой ввод, квадрат – через теплообменник, круг – элеваторное подключение). По предоставленным данным, в рассматриваемых системах теплоснабжения все здания подключены по прямой схеме.

В пределах границ городского поселения в существующем состоянии имеется 3 системы с централизованным теплоснабжением, расположенные в производственных зонах (ведомственные теплоисточники): «Локомотивное депо», «Вагонное депо», «ДРСУ». Данные теплоисточники, а также котельные "ХПП" и "МБУЗ ЗГБ" не входили в состав технического задания по разрабатываемой схеме теплоснабжения г. Зима. Несмотря на это, эти системы теплоснабжения будут включены в рассмотрение с указанием их основных характеристик.

Распределение централизованных систем теплоснабжения по видам сжигаемого топлива показано на *рис. 1.3*. Из общего количества котельных (14 шт.), 1 на мазуте, 3 электродкотельных и 10 котельных на угле. В системах теплоснабжения от ЦТП восточной части используется покупная тепловая энергия, вырабатываемая на Ново-Зиминской ТЭЦ.

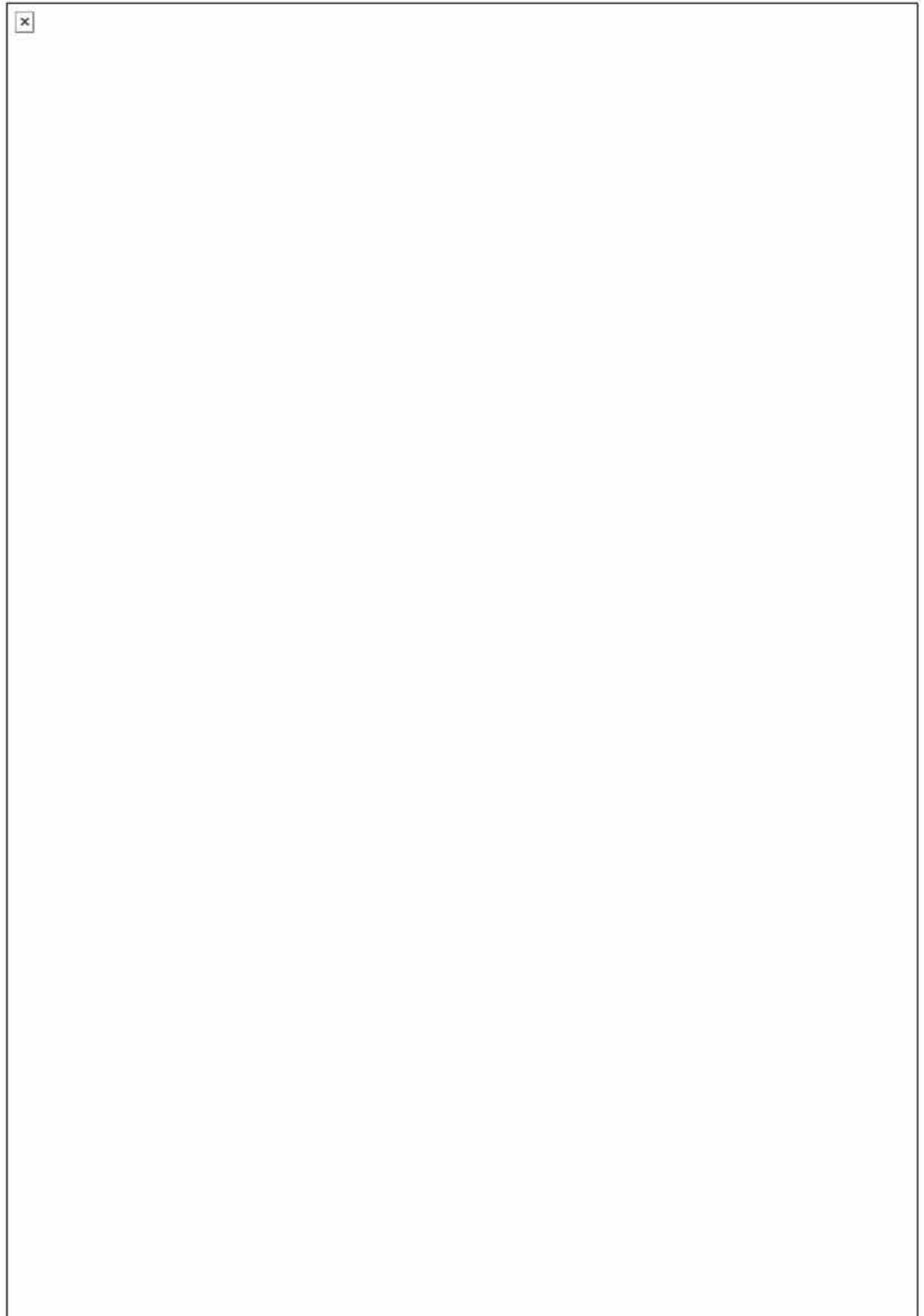


Рис. 1.1. Радиусы теплоснабжения от теплоисточников г. Зима.

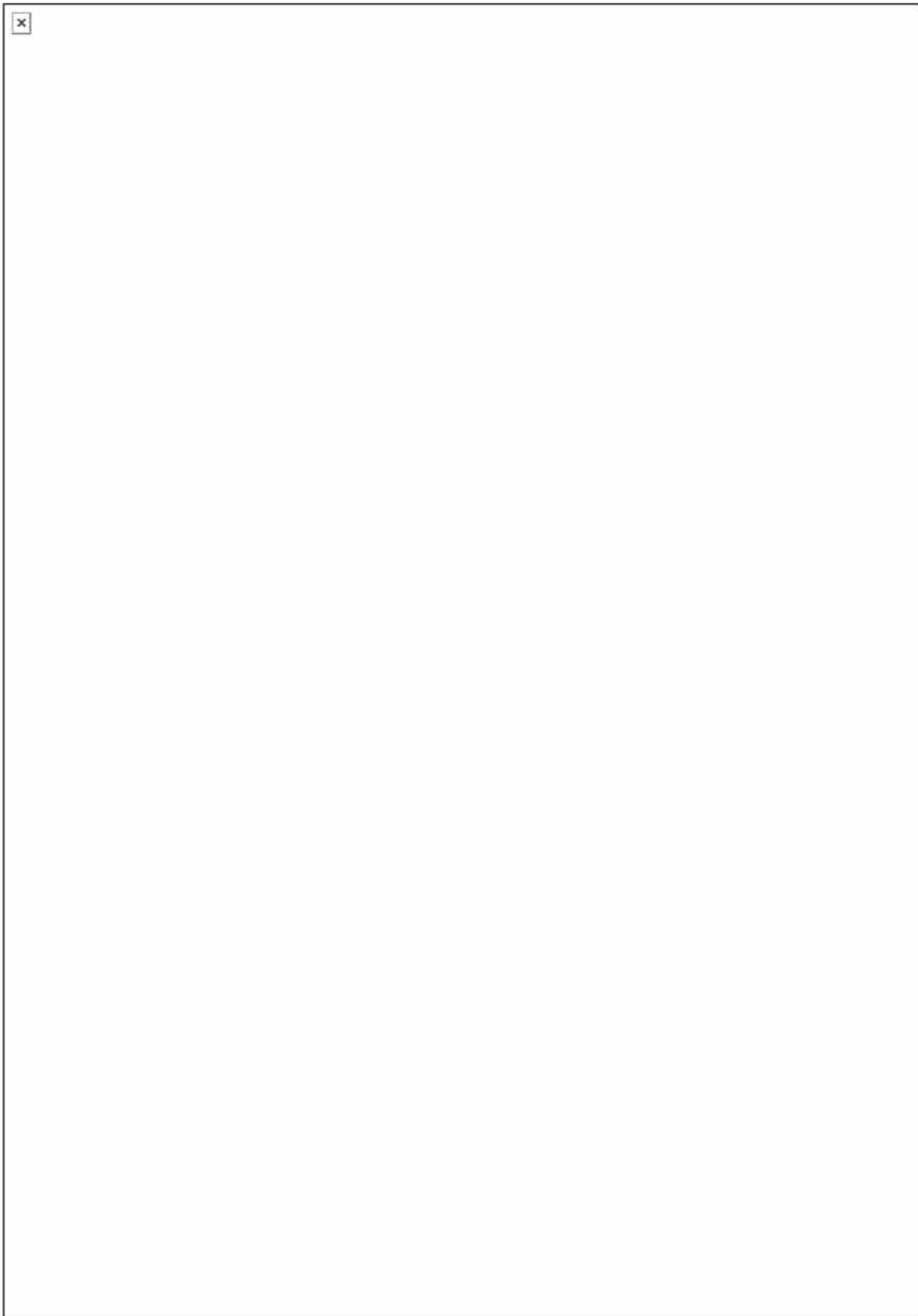


Рис. 1.2. Зоны теплоснабжающих организаций г. Зима.

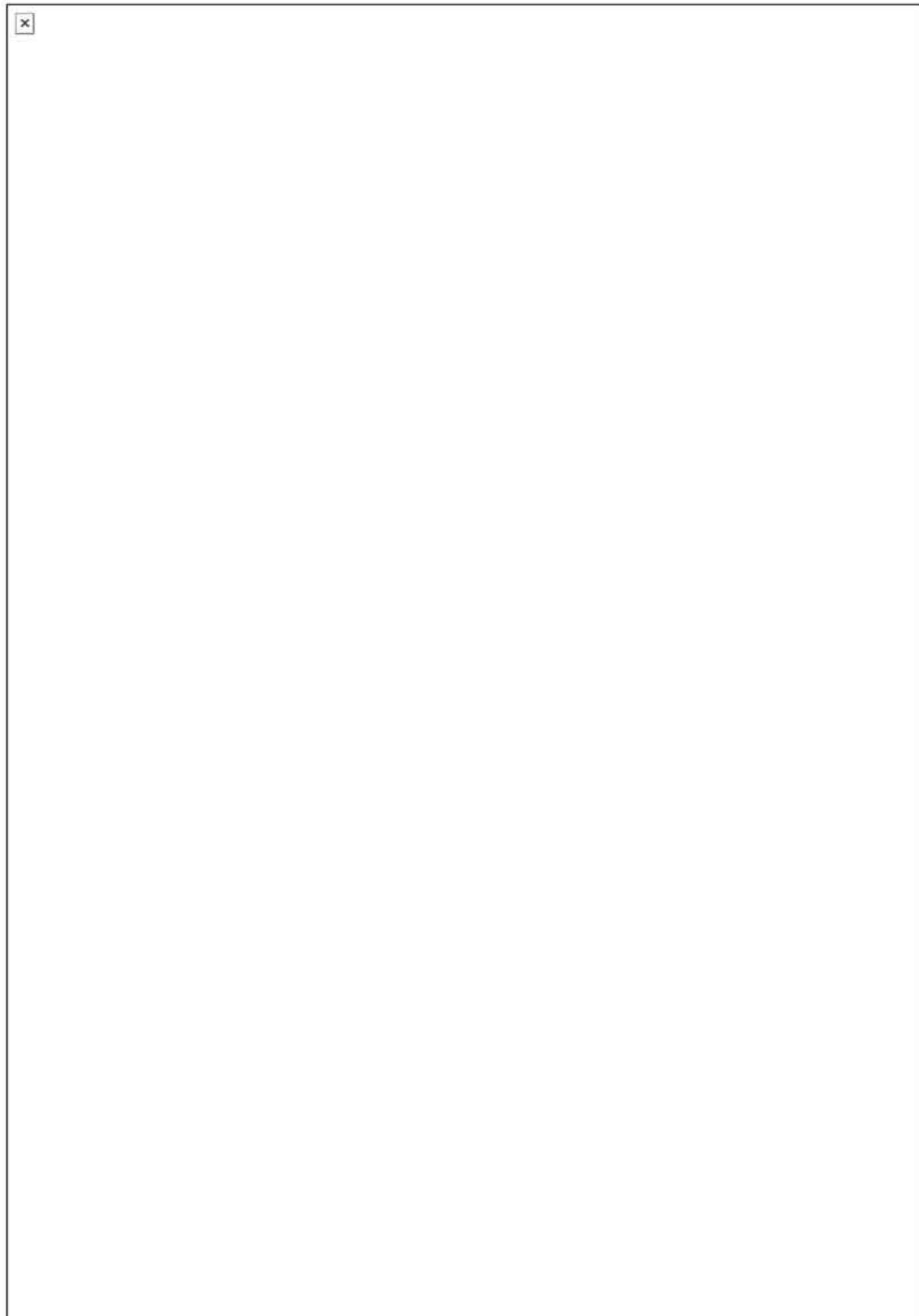


Рис. 1.3. Зоны теплоисточников с различными видами топлив г. Зима.

1.2 Источники тепловой энергии

1.2.1 Сводные характеристики источников тепловой энергии.

Общие характеристики теплоисточников с централизованным теплоснабжением г. Зима представлены в *табл. 1-1*. Указанная в таблице буквенная кодировка теплоисточников (А, Б, В и т.д.), наряду с их названиями, будет использоваться далее для обозначения соответствующих теплоисточников, систем теплоснабжения или ссылок на них.

Табл. 1-1

Общие характеристики теплоисточников

№ п/п	Обозначение на схеме	Код	Тип	Период работы	Топливо	Q _{уст} , Гкал/ч	Q _{расп} , Гкал/ч
Восточная часть:						17.7	17.7
<i>Ведомственные:</i>						<i>17.7</i>	<i>17.7</i>
1	Кот_ЛД	Б	Котельная	Год	мазут	17.7	17.7
<i>Муниципальные:</i>							
2	КНС	В	ПНС	Год	Покупное тепло		
3	ЦТП_№1	Г	ПНС	Год	Покупное тепло		
4	ЦТП_№2	Д	ПНС	Год	Покупное тепло		
5	ЦТП_№3	Е	ПНС	Год	Покупное тепло		
6	ЦТП_№4	Ж	ПНС	Год	Покупное тепло		
Западная часть:						57.5	46
<i>Ведомственные:</i>						<i>4.9</i>	<i>3.5</i>
7	Кот_ВД	З	Котельная	ОтП	уголь	2.6	1.9
8	Кот_ДРСУ	И	Котельная	ОтП	уголь	2.3	1.6
<i>Муниципальные:</i>						<i>52.6</i>	<i>42.5</i>
9	Кот_№1	К	Котельная	ОтП	уголь	15.6	12.6
10	Кот_№2	Л	Котельная	ОтП	Эл/эн	0.5	0.5
11	Кот_№3	М	Котельная	Год	уголь	24.0	20.0
12	Кот_№4	Н	Котельная	ОтП	уголь	4.4	3.0
13	Кот_№7	О	Котельная	ОтП	уголь	1.5	1.2
14	Кот_№8	П	Котельная	ОтП	уголь	1.0	0.8
15	Кот_№9	Р	Котельная	ОтП	уголь	2.9	2.0
16	Кот_№12	С	Котельная	ОтП	Эл/эн	0.5	0.3
17	Кот_№13	Т	Котельная	ОтП	уголь	0.8	0.6
18	Кот_МУЗ ЗГБ	У	Котельная	ОтП	Эл/эн	0.9	0.9
19	Кот_ХПП	Ф	Котельная	ОтП	уголь	0.6	0.6
Магистраль ТЭЦ-г.Зима:						832.7	832.7
20	ТЭЦ	А	ТЭЦ	Год	уголь	832.7	832.7

Суммарная установленная тепловая мощность теплоисточников западной части составляет 57.5 Гкал/ч, в т.ч. 4.9 Гкал/ч – ведомственные, 42.6 Гкал/ч – муниципальные.

В восточной части города имеется 1 ведомственная котельная («Локомотивное депо»), ее установленная мощность составляет 17.7 Гкал/ч.

Ново-Зиминская ТЭЦ расположена за пределами города Зима, ее установленная тепловая мощность составляет 832.7 Гкал/ч.

Суммарная располагаемая тепловая мощность теплоисточников меньше установленной. Оценка располагаемой мощности котельных и ТЭЦ производилась на основании располагаемых тепловых мощностей установленных котлов, с учетом следующих факторов:

- Располагаемая тепловая мощность котлов с ручной загрузкой (независимо от их установленной мощности) составляет 0.3-0.4 Гкал/ч;
- Для электрокотлов, котлов на жидком топливе и пылеугольных котлов располагаемая тепловая мощность равна их установленной мощности;
- Для угольных котлов с механизированной подачей топлива, располагаемые тепловые мощности принимались на основании предоставленных данных с учетом выполненных замеров.

Перечень и характеристики оборудования теплоисточников вошли в *прил.*

3. Основные характеристики котлоагрегатов представлены в *Табл. 1-2*

Табл. 1-2

Перечень котлоагрегатов в котельных

Теплоисточник	Котлы: Марка	Q _{уст} , Гкал/ч	Q _{расп} , Гкал/ч	Тип	Топка, топливо	Год ввода
Восточная часть:						
<i>Ведомственные:</i>						
"Локомотивного депо"	ДЕ-6.5/14 - 3шт. ДЕ-10/14;	3.9; 6.0	3.9; 6.0	Пар	Механическая / мазут	2000; 2002; 2006
Западная часть:						
<i>Ведомственные:</i>						
"Вагонное депо"	КВТС-1 - 2шт. КВМ-1.86;	0.5; 1.6	0.4; 1.1	Вода	Механическая; Ручная / уголь	2004; 2005
"ДРСУ"	КВН-1.35 - 2шт.	1.14	0.8	Вода	Механическая / уголь	2004
<i>Муниципальные:</i>						
"№1"	КВМ-1.16 - 6шт.; КВМ-1.86 - 6шт.	1.0; 1.6	0.8; 1.3	Вода	Механическая / уголь	2003; 2008
"№2"	КЭВ-160/0.4 - 3шт.	0.16	0.16	Вода		2001
"№3"	ДКВР-10/13 - 3шт.; КЕ-10/14	6	5	Вода; Пар	Механическая / уголь	1970; 1976
"№4"	Братск-М - 6шт.	0.73	0.5	Вода	Механическая / уголь	1990; 1991; 2009; 2010
"№7"	КВД-0.54/0.5 - 2шт. КВр-0.7	0.5	0.4	Вода	Ручная / уголь	2003
"№8"	КВД-0.54/0.5 - 2шт.	0.5	0.4	Вода	Ручная / уголь	2002
"№9"	Братск-М - 4шт.	0.73	0.5	Вода	Механическая / уголь	1990; 1991; 2010
"№12"	КЭВ-160/0.4 - 3шт.	0.16	0.16	Вода		2000
"№13"	КВД-27/0.25 - 3шт.	0.25	0.2	Вода	Ручная / уголь	2007
"МБУЗ ЗГБ"	КЭВ-250/0.4 - 2шт.; КЭВ-250/0.4-р - 2шт.	0.22	0.22	Вода		1990
"ХПП"	КВР-0.34К - 2шт.	0.3	0.3	Вода	Ручная / уголь	2007

На Ново-Зиминской ТЭЦ установлены 4 пылеугольных паровых котла БКЗ-420-140. Более подробно ТЭЦ будет рассмотрена ниже.

Распределение установленных в котельных котлов по их маркам и единичной установленной тепловой мощности представлено соответственно в Табл. 1-3 и Табл. 1-4.

Табл. 1-3

Распределение котлов по маркам

Марка котла	Количество				Суммарная мощность, Гкал/ч			
	уголь	мазут	эл. эн.	Всего	уголь	мазут	эл. эн.	Всего
ДКВР-10/13	3			3	18.0			18.0
ДЕ-6.5/14		3		3		11.7		11.7
КВМ-1.86	6			6	9.6			9.6
Братск-М	10			10	7.3			7.3
КЕ-10/14	1			1	6.0			6.0
КВМ-1.16	6			6	6.0			6.0
ДЕ-10/14		1		1		6.0		6.0
КВД-0.54/0.5	5			5	2.5			2.5
КВН-1.35	2			2	2.3			2.3
КВМ-1.86	1			1	1.6			1.6
КВТС-1	2			2	1.0			1.0
КЭВ-160/0.4	1		6	6	0.2		1.0	1.0
КВД-27/0.25	3			3	0.8			0.8
КВР-0.34К	2			2	0.6			0.6
КЭВ-250/0.4-р			2	2			0.4	0.4
КЭВ-250/0.4			2	2			0.4	0.4
Всего	42	4	10	55	55.8	17.7	1.8	75.2

Табл. 1-4

Распределение котлов по единичной уст. мощности

Ед. уст. мощность котла, Гкал/ч	Кол-во котлов		Суммарная тепловая мощность, Гкал/ч	
	шт.	%	Гкал/ч	%
Всего:	55	100	75.2	100
< 0.1				
0.1 - 0.3	13	24	2.6	3
0.3 - 0.5	2	4	0.6	1
0.5 - 1.0	17	31	10.8	14
1.0 - 5.0	18	33	31.2	41
5.0 - 10.0	5	9	30.0	40
10.0 - 20.0				
>= 20				

Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды теплоисточников: угольные котельные – около 3% от расчетной нагрузки, мазутная котельная – около 8% от установленной мощности, Ново-Зиминская ТЭЦ – 40 Гкал/ч. На эти же значения тепловые мощности нетто котельных и ТЭЦ меньше их располагаемых мощностей.

Соотношение располагаемых мощностей котельных и их расчетных нагрузок представлены в Табл. 1-5. Резервы располагаемой тепловой мощности имеются практически во всех теплоисточниках, кроме котельной «Вагонного депо».

Табл. 1-5

Тепловые мощности теплоисточников, Гкал/ч

Теплоисточник	Установл. мощность	Располаг. мощность	Расчетная нагрузка	Резерв распол. мощности	Собств. нужды	Мощность нетто
Восточная часть:	17.7	17.7	10.9	6.8 (38.4%)	0.7	17.0
<i>Ведомственные:</i>	<i>17.7</i>	<i>17.7</i>	<i>10.9</i>	<i>6.8 (38.4%)</i>	<i>0.7</i>	<i>17.0</i>
Кот_ЛД	17.7	17.7	10.9	6.8 (38.4%)	0.700	17.0
Западная часть:	57.5	46.0	29.8	16.2 (35.2%)	0.9	45.1
<i>Ведомственные:</i>	<i>4.9</i>	<i>3.5</i>	<i>2.6</i>	<i>0.9 (27.1%)</i>	<i>0.1</i>	<i>3.4</i>
Кот_ВД	2.6	1.9	2.1	-0.2 (-9.1%)	0.062	1.8
Кот_ДРСУ	2.3	1.6	0.5	1.1 (70.2%)	0.014	1.6
Муниципальные:	52.6	42.5	27.3	15.2 (35.8%)	0.8	41.7
Кот_№1	15.6	12.6	8.2	4.4 (34.9%)	0.246	12.4
Кот_№2	0.5	0.5	0.4	0.1 (22.4%)	0.011	0.5
Кот_№3	24.0	20.0	13.5	6.5 (32.4%)	0.405	19.6
Кот_№4	4.4	3.0	1.9	1.1 (35.1%)	0.058	2.9
Кот_№7	1.5	1.2	0.4	0.8 (66.4%)	0.012	1.2
Кот_№8	1.0	0.8	0.2	0.6 (69%)	0.007	0.8
Кот_№9	2.9	2.0	1.2	0.8 (40.4%)	0.036	2.0
Кот_№12	0.5	0.3	0.3	0.01 (3.7%)	0.009	0.3
Кот_№13	0.8	0.6	0.1	0.5 (77%)	0.004	0.6
Кот_МУЗ ЗГБ	0.9	0.9	0.7	0.1 (16.1%)	0.022	0.9
Кот_ХПП	0.6	0.6	0.2	0.4 (67.3%)	0.006	0.6

Отпуск тепловой мощности в тепловую сеть во всех угольных котельных производится по прямой схеме, непосредственно от котлов, в котельной «Локомотивного депо» через пароводяные теплообменники.

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельных качественный. Расчетные графики регулирования температур теплоносителя: на ТЭЦ – 140/70 °С, в котельной №3 – 110/70 °С, во всех других котельных и ПНС - 95/70 °С.

В котельных и ПНС среднегодовая загрузка основного оборудования составляет около 3000 ч/год.

Официальный учет тепловой энергии, вырабатываемой в котельных и отпускаемой в тепловые сети производится на основании приборов учета, а при их отсутствии - расчетным способом.

На момент осмотра и экспресс-обследования котельных предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации теплоисточников не было.

Ниже будет представлено более подробное описание каждого теплоисточника, полученное на основе предоставленных исходных данных по нему и непосредственного его обследования.

1.2.2 Характеристики теплоисточников каждой системы теплоснабжения.

Теплоисточники восточной части г. Зима

Ново-Зиминская ТЭЦ

Основное централизованное теплоснабжение восточной части г. Зима осуществляется от Ново-Зиминской ТЭЦ (НЗ ТЭЦ), расположенной в 15 км от г. Зима на производственной площадке ОАО «Саянскхимпласт». НЗ ТЭЦ не входит в границы поселения г. Зима.

Перечень и характеристики основного оборудования Ново-Зиминской ТЭЦ представлены в *Табл. 1-6* и *прил. 3*.

Табл. 1-6

Перечень оборудования теплоисточника

Теплоисточник	Котлы	Турбины	Дымососы, Вентиляторы	Емкости, м3	Дым. трубы, (Ди мм, Н м)
ТЭЦ	БКЗ-420-140 - 4шт.	ПТ-80/100-130-13 - 3 шт.	ВГДН-17 - 4шт.; ДН-24/2-0.62 - 8шт.; ДН-26ГМ - 8шт.	3000.0 - 2шт.	(6000; 150.0) (6000; 250)

Информация по характеристикам оборудования НЗ ТЭЦ предоставлена специалистами производственно-технического отдела (ПТО) Ново-Зиминской ТЭЦ (см. *прил. 3*).

Установленная электрическая мощность станции составляет - 240 МВт; тепловая – 832.7 Гкал/ч. На ТЭЦ установлены котлы БКЗ-420-140 - 4шт. Все котлы пылеугольные, паровые. Располагаемая тепловая мощность теплоисточника практически равна ее установленной мощности.

Общую схему теплоснабжения от НЗ ТЭЦ можно разделить на 3 основных зоны:

Зона 1 – Промплощадка ОАО «Саянскхимпласт» (горячая вода, пар) - 189.8 $G_{\text{кал/ч}}$;

- Зона 2 – Тепловая магистраль на г. Саянск (горячая вода) - 185.2 $G_{\text{кал/ч}}$;
- Зона 3 – Тепловая магистраль на г. Зима (горячая вода) – 74.2 $G_{\text{кал/ч}}$;

Отпуск тепловой мощности в тепловые сети производится через пароводяные теплообменники (ПСГ-1300-8-1 – 6 шт, ПСВ-500-14-23 – 7 шт.). На все рассматриваемые зоны работает одна группа сетевых насосов ($G=1250 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=140 \text{ м}$ - 3 насоса; $G=2500 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=180 \text{ м}$ - 4 насоса). Подпитывающие насосы для теплосети: $G=1250 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=70 \text{ м}$ - 3 насоса; $G=2500 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=60 \text{ м}$ - 4 насоса.

Способ регулирования отпуски тепловой энергии от ТЭЦ качественный, расчетный график регулирования температур теплоносителя 150/70 °C со срезкой на 140 °C. По факту поддерживается температурный график 140/70 °C.

В данной работе будет рассматриваться только 3-я зона - тепловая магистраль от ТЭЦ до подкачивающих насосных станций восточной части г. Зима и 5 подкачивающих насосных станций города с их тепловыми сетями.

Максимальная тепловая мощность на собственные нужды ТЭЦ составляет около 40 $G_{\text{кал/ч}}$. С учетом этого тепловая мощность нетто ТЭЦ составляет 792.7 $G_{\text{кал/ч}}$.

По предоставленным данным (см. *прил. 5.4*) суммарная подключенная тепловая нагрузка ТЭЦ составляет 449.2 $G_{\text{кал/ч}}$: 333.4 $G_{\text{кал/ч}}$ в горячей воде, 110.3 $G_{\text{кал/ч}}$ в паре и 5.5 $G_{\text{кал/ч}}$ подогрев химочищенной воды. Располагаемая тепловая мощность ТЭЦ (832.7 $G_{\text{кал/ч}}$) в 1.85 раза превышает суммарную подключенную тепловую нагрузку. Это указывает на имеющийся значительный запас располагаемой тепловой мощности на ТЭЦ (см. *Табл. 1-7*) и на возможность подключения дополнительных потребителей.

Табл. 1-7

Тепловые мощности теплоисточников, $G_{\text{кал/ч}}$

Теплоисточник	Установл. мощность	Располаг. мощность	Расчетная нагрузка	Резерв распол. мощности, $G_{\text{кал/ч}}$ (%)	Собств. нужды	Мощность нетто
Ново-Зиминская ТЭЦ	832.7	832.7	449.2	383.5 (46)	40	792.7

Официальный учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети производится по показаниям приборов учета, установленным на основных тепловых магистралях.

На момент осмотра и экспресс-обследования ТЭЦ предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации ТЭЦ не было.

В целом можно сказать, что состав и техническое состояние оборудования ТЭЦ, а также уровень его эксплуатации достаточно высокий.

Корректирующая насосная станция (КНС)

Корректирующая насосная станция (обозначена на схеме – «КНС») расположена на территории выведенной из эксплуатации ТЭЦ-3 и предназначена для корректирования (снижения давления в прямом трубопроводе до заданного значения) и подачи теплоносителя до 3-х подкачивающих насосных станций г. Зима (ЦТП-2, ЦТП-3, ЦТП-4), а также является подкачивающей насосной станцией, осуществляющую подачу теплоносителя на посёлок Гидролизный. Относится к единой системе теплоснабжения от Ново-Зиминской ТЭЦ. Фактический температурный график от Ново-Зиминской ТЭЦ 140/70°C, соответственно, от КНС до конечных потребителей - 95/70°C. Схема тепловых сетей от ЦТП №3 – 2-х трубная.

В КНС установлено:

- 2 сетевых насоса на обратном трубопроводе: Д500-63 (500 м³/ч, 63 м), Д315-71 (315 м³/ч, 71 м) для возврата обратной воды на ТЭЦ;
- 3 смешивающих насоса К200-150-400 (400 м³/ч, 50 м) в системе КНС;
- для снижения давления (до допустимого значения около 6-6.5 атм), на входе в КНС установлен автоматический регулятор давления (РД).

Тепловая схема корректирующей насосной станции приведена в *прил. 6.2 (стр. 1)*.

ЦТП №1

Подкачивающая насосная станция (обозначена на схеме – «ЦТП_№1») расположена и обеспечивает подачу теплоносителя до потребителей в посёлке 2-ой Строитель г. Зима. Относится к единой системе теплоснабжения от Ново-Зиминской ТЭЦ. Температурный график в магистрали от ТЭЦ - 140/70 °С, соответственно, от ЦТП-1 до конечных потребителей - 95/70°C. Схема тепловых сетей от ЦТП №3 – 2-х трубная

В ЦТП-1 установлено:

- 4 подкачивающих (смесительных) насоса обратной воды Д200-36 (200 м³/ч, 36 м).

Тепловая схема насосной станции приведена в *прил. 6.2 (стр. 2)*.

ЦТП №2

Подкачивающая насосная станция (обозначена на схеме – «ЦТП_№2») расположена и обеспечивает подачу теплоносителя до потребителей в посёлке ЛДК г. Зима. Относится к единой системе теплоснабжения от Ново-Зиминской ТЭЦ. Температурный график в магистрали от ТЭЦ 140/70°C, соответственно, от ЦТП №2 до конечных потребителей - 95/70°C. Схема тепловых сетей от ЦТП №3 – 2-х трубная.

В ЦТП №2 установлено:

- 2 повысительных сетевых насоса: Д315-50 (315 м³/ч , 50 м), Д320-50 (320 м³/ч , 50 м).

Тепловая схема насосной станции приведена в *прил. 6.2 (стр. 3)*.

ЦТП №3

Подкачивающая насосная станция (обозначена на схеме – «ЦТП_№3») расположена и обеспечивает подачу теплоносителя до потребителей в посёлке Сенной г. Зима. Относится к единой системе теплоснабжения от Ново-Зиминской ТЭЦ. Температурный график в магистрали от ТЭЦ 140/70°C, соответственно, от ЦТП №3 до конечных потребителей - 95/70°C. Схема тепловых сетей от ЦТП №3 – 4-х трубная.

В ЦТП №3 установлено:

- 2 подкачивающих сетевых насоса Д320-50 (320 м³/ч , 50 м);
- 2 насоса горячего водоснабжения К80-65-160 (50 м³/ч , 32 м).

Тепловая схема насосной станции приведена в *прил. 6.2 (стр. 4)*.

ЦТП №4

Подкачивающая насосная станция (обозначена на схеме – «ЦТП_№4») обеспечивает подачу теплоносителя до потребителей в центральной части г. Зима - посёлок Транспортный. Относится к единой системе теплоснабжения от Ново-Зиминской ТЭЦ. Температурный график в магистрали от ТЭЦ 140/70°C, соответственно, от ЦТП №4 до конечных потребителей - 95/70°C. Схема тепловых сетей от ЦТП №3 – 4-х трубная.

В ЦТП №4 установлено:

- 4 подкачивающих сетевых насоса Д320-50 (320 м³/ч , 50 м);
- 2 насоса горячего водоснабжения К100-65-160 (100 м³/ч , 50 м).

Тепловая схема насосной станции приведена в *прил. 6.2 (стр. 5)*.

Котельная расположена в производственной зоне Локомотивного депо ст. Зима. Обозначена на схеме – «Кот_ЛД». Год ввода в эксплуатацию - 1980 г. Котельная работает круглогодично, в летний период с технологической паровой нагрузкой.

В котельной сжигается мазут.

В котельной установлено:

- 4 паровых котла: ДЕ-6.5/14 – 3 шт. (1 шт.-2000г., 2 шт.-2002г.), ДЕ-10/14 – 1 шт.(2006 г.);
- 3 питательных насоса ЦНСГ-196-38;
- 6 сетевых пароводяных пластинчатых подогревателя;
- Сетевые насосы зарубежного производства (аналоги Д315/71, 315 м³/ч, 71 м);
- Подпиточные насосы зарубежного производства (аналоги К-100-65-200, 100 м³/ч, 50 м);
- Бак Деаэратор 25 м³,
- Дымовая труба – 42 м, 5000мм
- Дымососы ДН-10/1500-2ш., ДН-12.5/1500;
- Вентиляторы ВДН-9/1000- 3 шт.

Котельная производит отпуск тепловой энергии в паре (на технологические нужды) и горячей воде (отопление и ГВС производственных зданий). Невозврат конденсата составляет около 40 %.

В котельной имеется химводоподготовка (2-х ступенчатое На-катионирование, деаэрация) питательной воды для паровых котлов. Химподготовка подпиточной воды для теплосети не производится. Исходная вода используется из городского водопровода.

Котельные западной части г. Зима

Котельная № 1

Котельная расположена на ул. Клименко, построена и введена в эксплуатацию в 1969 г. Состояние здания котельной удовлетворительное, несмотря на то, что капитальный ремонт здания не проводился с 1990 года. Текущий ремонт в последний раз проводился в 2005 г. Установленная мощность котельной составляет 15.6 Гкал/ч, располагаемая мощность меньше и составляет 10.8 Гкал/ч. Расчетная тепловая нагрузка - 8.2 Гкал/ч.

Котлоагрегаты

Всего в котельной установлено 12 котлов. Котлы установлены в два ряда по 6 котлов в каждом ряду. В первом ряду стоят котлы КВм-1.16 (1.0) производства ИОГУПЖКХ, установленные в 2003-2004 г. По результатам экспресс-испытаний, проведенных в 2003 и 2004 годах, фактическая мощность каждого котла составила 0.5-0.6 Гкал/ч. С учётом срока эксплуатации, в настоящее время, фактическая мощность каждого котла КВм-1.16 не превышает 0.5 Гкал/ч.

На данный момент из 6 котлов работают 5 – котёл № 4 стоит в ремонте с 2008г. Капитальный ремонт котлов №№1-6 не производился с 2007 г. ввиду отсутствия финансирования. Для котлов характерны частые поломки, свищи в конвективной части, низкая ремонтпригодность.

Котлы №№7-12 КВР-1.86 (1.6) Гефест Бийского котельного завода установлены в декабре 2008 г. Качество изготовления – удовлетворительное. Для котлов данной марки характерны частые свищи в плавниковых вставках топочной системы.

Система удаления дымовых газов

Котлы №№1-6 1-го потока оборудованы индивидуальными вентиляторами поддува ВЦ-14-46-4 и тремя общими дымососами марки ДН-10, работающими на общий выходной газопровод котлов.

Котлы №№7-12 2-го потока оснащены индивидуальными золоуловителями ЗУУ-1. Котлы оборудованы индивидуальными вентиляторами поддува ВД-2,8 и индивидуальными дымососами марки ДН-8.

Общее состояние тягодутьевых механизмов и газовых трактов – удовлетворительное. Кирпичная дымовая труба (высота 24 м) находится в неудовлетворительном состоянии. Стальная дымовая труба (высота 26 м) находится в удовлетворительном состоянии, но требует проведения технического диагностирования.

Система отпуска тепловой энергии

Отпуск тепловой энергии в сеть обеспечивается следующим оборудованием:

1. Сетевые насосы Д500-63 - 2 ед., сетевой насос Д-320-50 - 1 ед.
2. Подпиточные насосы DPL 40/175-5,5/2 - 2 ед.
3. Узел регуляторов расхода Ду80, Ду200
4. Бак-аккумулятор горячей воды $V=200 \text{ м}^3$
5. Внутренние сетевые трубопроводы Ду350, Ду200
6. Система контроля параметров сетевой воды:

Узел учета тепловой энергии на базе теплосчетчика ТЭМ-104М

7. Сетевые насосы №№1,2 оснащены общим частотно-регулируемым приводом (далее – ЧРП), который в настоящее время не используется.

8. Сетевой насос №3 Д320-50 оснащен ЧРП, но в работе не находится вследствие несоответствия его технических характеристик гидравлической характеристике сети.

Сетевые, подпиточные насосы и внутренние сетевые трубопроводы находятся в удовлетворительном состоянии. Состояние бака-аккумулятора – удовлетворительное.

Топливоподача

Топливоподача на котельной № 1 включает в себя угольный склад ориентировочной вместимостью 1 200 т, приёмный бункер объёмом 5 м^3 , крытый ленточный конвейер с шириной ленты 800 мм, центральный бункер котлов объёмом 126 м^3 . Год ввода в эксплуатацию – 1969 г. Состояние системы топливоподачи удовлетворительное. Последний капитальный ремонт проводился в 2006 г.

Система шлакозолоудаления

В состав системы шлакозолоудаления входят 2 линии на базе скребковых транспортёров по прототипу ТСН-160, шлакозолоотвал. Состояние данной системы – удовлетворительное. Шлакозолоотвал нуждается в капитальном ремонте стен ограждения. Направляющие длиной 24 м (швеллеры № 30) каналов нуждаются в замене.

Система контроля параметров котлов:

- Котлы №№7-12 оборудованы стационарными приборами контроля температур воды на входе и выходе, давления на входе и выходе, приборами расхода сетевой воды на каждом котле;
- Котлы №№1-6- оборудованы стационарными приборами контроля температур воды на входе и выходе, давления на входе и выходе.

Эксплуатационный режим работы котельной

- Несоблюдение температурного графика в максимум отопительных нагрузок, вследствие сверхнормативных потерь в сетях и изношенности оборудования.

- Расчётное значение циркуляции сетевой воды для открытой системы теплоснабжения (при расчётной температуре наружного воздуха $t = -42\text{ }^{\circ}\text{C}$) составляет около 300 т/ч. Фактическая циркуляция -370÷380 т/ч. Фактическая подпитка - 3-10 т/ч.
- Разное гидравлическое сопротивление котлов, установленных в котельной. Для котлов Гефест оно составляет $-1\div 1,5\text{ кгс/см}^2$, для котлов КВм-1,16 эта величина достигает $3,5\text{ кгс/см}^2$.
- Отсутствие водоподготовительной установки, что значительно снижает срок службы котлов.
- Отсутствие индивидуальных тягодутьевых механизмов у котлов 1-го ряда, не позволяет эффективно регулировать процесс горения в каждом из котлов и приводит к пережогу угля.
- Отсутствие подготовки топлива.

Электрокотельная № 2

Котельная расположена во встроенном помещении здания школы № 1 на ул. Бограда, 51. Год ввода в эксплуатацию – 2001 г. Установленная мощность составляет 0.48 Гкал/ч. Присоединённая тепловая нагрузка - 0.37 Гкал/ч.

Ввиду того, что котельная находится в здании школы, имеется ряд предписаний Ростехнадзора о необходимости выноса оборудования электрокотельной в отдельное здание.

Котлоагрегаты

В котельной в 2001 г. установлены 3 котла КЭВ-160/0.4. Состояние котлов удовлетворительное.

Система отпуска тепловой энергии

Отпуск тепловой энергии в сеть обеспечивается следующим оборудованием:

- 2 сетевых насоса К-45/30
- подпиточный насос КМ25/20
- бак-аккумулятор горячей воды объёмом 2.0 м^3
- внутренние сетевые трубопроводы Ду100, Ду80.
- Система контроля параметров сетевой воды: узел учета тепловой энергии на базе теплосчетчика ТЭМ-104М

Состояние данного оборудования удовлетворительное.

Эксплуатационный режим работы котельной

- несоблюдение температурного графика в максимум отопительных нагрузок.

- расчетное значение расхода сетевой воды составляет 14,8 т/ч. Фактическая (по теплосчетчику) циркуляция составляет – 30,3 т/ч. Превышение расхода объясняется завышенными характеристиками сетевых насосов.
- Низкое значение давления в обратном сетевом трубопроводе-0,5 кгс/см², при давлении в прямом трубопроводе равным-2,2 кгс/см².

Котельная № 3

Котельная расположена в микрорайоне Ангарский, введена в эксплуатацию в 1970 г. Состояние здания котельной удовлетворительное. Последний капитальный ремонт здания был проведен в 2004 г. В настоящее время требуется заделка швов и дополнительное остекление части здания котельной.

Установленная мощность котельной составляет 24 Гкал/ч, располагаемая мощность – 20 Гкал/ч, что больше максимальной присоединённой нагрузки потребителей, равной 13,5 Гкал/ч.

Котлоагрегаты

- 2 водогрейных котла ДКВР-10-13С (котлы №1 и №3)
- 1 паровой котёл КЕ-10-14 С (котёл № 2)

Система контроля параметров котлов:

- Котлы №№1-3 оборудованы стационарными приборами контроля температур воды на входе и выходе, давления на входе и выходе, прибором расхода сетевой воды на котле №3.

Водогрейные котлы находятся в рабочем состоянии, паровой – в аварийном (согласно техдиагностированию, проведенному в апреле 2007 г. ООО «Техдиэкс» г. Ангарск)

Система удаления дымовых газов

Все котлы оборудованы индивидуальными дымососами ДН-12,5-1500-75 и вентиляторами ВД-10-1000-22. Дымовая труба (кирпичная, Н-45 м) находится в неудовлетворительном состоянии. Состояние наружных газоходов неудовлетворительное - капитальный ремонт не проводился ни разу с момента пуска котельной в эксплуатацию.

Система подготовки питательной воды

Установка подготовки питательной воды включает в себя:

- деаэратор питательной воды ДСА-50
- насосы питательной воды ЦНСГ-60-198 №1 и № 2
- трубопроводы питательной воды.

Общее состояние установки - «удовлетворительное».

Система водоподготовки

В котельной функционирует система очистки исходной воды, включающая в себя:

- 3 насоса сырой воды К45/30,
- 3 механических фильтра,
- 4 На-катионитных фильтра,
- солевой приямок объемом 8 м^3 со схемой подачи раствора.

Общее состояние данного оборудования оценивается как «удовлетворительное».

Система отпуска тепловой энергии

- 3 сетевых насоса Д320-50 - 2 ед.
- 2 подпиточных насоса К100-65-200А и 1 подпиточный насос К80-50-200
- 2 бака-аккумулятора горячей воды объемом 98 м^3
- внутренние сетевые трубопроводы Ду300, Ду200
- деаэратор подпитки теплосети ДСА-50
- Система контроля параметров сетевой воды:

Узел учета тепловой энергии на базе теплосчетчика ТЭМ-104М

Сетевые, подпиточные насосы и внутренние сетевые трубопроводы находятся в удовлетворительном состоянии. Бак-аккумулятор горячей воды №1 нуждается в проведении капитального ремонта.

Система топливоподачи

Топливоподача включает в себя угольный склад вместимостью 12 000 т. В здании топливоподачи находятся:

- приёмный бункер топливоподачи объемом 7 м^3 ,
- качающийся питатель П-0 №1 производительностью 60 т/ч,
- крытый ленточный конвейер 1-го подъема шириной ленты 650мм,
- сборный бункер дробилки объемом 90 м^3 ,
- качающийся питатель П-1 №2 производительностью 90 т/ч,
- дробилка ДО-1М производительностью 30 т/ч,
- крытый ленточный конвейер 2-го подъема шириной ленты 650мм,
- бункеры котлов объемом $2 \times 4 \text{ м}^3$ в количестве 6 ед.

В целом состояние системы топливоподачи удовлетворительное. Необходим ремонт качающегося питателя №1 П-8-0. Капитальный ремонт механизмов, оборудования не проводился с 2000 г. Замена ленты конвейеров производилась в 2000 г. Замена бункеров котла №3 произведена частично в 2007 г.

Система гидрошлакозолоудаления

Удаление золы и шлака из-под котлов осуществляется скреперной установкой ПСК (редуктор РН-500, 1000 об/мин, с горизонтальным участком длиной 18640 мм, наклонным участком длиной 6855 мм) в сборный бункер

объёмом 40 м³. Подача воды на гидрозатворы золоуловителей котлов осуществляется насосом ПК 63/22.

Состояние скреперной установки неудовлетворительное вследствие высокого износа наклонного, криволинейного участка, а также разрушения крепежных соединений горизонтальных направляющих в канале шлакозолоудаления.

Последний капитальный ремонт проводился в 2003 г.

Эксплуатационный режим работы котельной

- несоблюдение температурного графика в максимум отопительных нагрузок из-за отсутствия резерва в котлах и больших теплопотерь в сетях,

- фактический расход сетевой воды составляет 390÷406 т/ч, расчётный расход сетевой воды для открытой системы теплоснабжения (при расчетной температуре наружного воздуха $t - 42^{\circ}\text{C}$) около 600 т/ч, Фактическая подпитка - 45-18 т/ч при нормативном значении около 20 т/ч. При параллельной работе 2-х насосов производительностью по 320 т/ч, циркуляция не превышает 400 т/ч, что указывает на достаточно «крутую» гидравлическую характеристику тепловой сети. Основной причиной этого является наличие завышенных сопротивлений в системе отпуска тепловой энергии и тепловой сети.

- отсутствие резерва в котлах. При максимуме нагрузок - 13.5 Гкал/ч в работе находятся 3 котла: паровой котёл № 2, работающий только на деаэрацию и 2 водогрейных котла по 6 Гкал/ч.

Котельная № 4

Котельная расположена на ул. Новая-66а, введена в эксплуатацию в 1976 г. Состояние здания котельной неудовлетворительное – капитальный ремонт не проводился с момента пуска в эксплуатацию. Текущий ремонт проводился в 2005 г.

Установленная мощность котельной составляет 4.38 Гкал/ч, фактическая мощность – 3.0 Гкал/ч, превышает максимальную присоединённую нагрузку 1.95 Гкал/ч.

Котлоагрегаты

В котельной установлены 6 водогрейных котлов Братск-М. Котёл № 3 введён в эксплуатацию в 1990 г., котлы №№ 1, 2, 4 – годом позднее, котёл № 5 – в 2009 г. и котёл № 6 – в 2010 г.

Котлы, установленные в 1990 и 1991 гг. выработали свой ресурс и нуждаются в капитальном ремонте или их полной замене.

Система контроля параметров котлов:

- Котлы №№1-6 оборудованы стационарными приборами контроля температур воды на входе и выходе, давления на входе и выходе.

Система удаления дымовых газов

Котлы №№ 1-4 оборудованы групповыми вентиляторами поддува ВЦ-14-46-4. Котлы № 5 и № 6 оборудованы индивидуальными вентиляторами поддува ВЦ-14-46-4.

Котлы №№ 1-6 имеют 3 групповых дымососа:

- дымосос № 1 марки Дн-10 работает на котлы №№ 1, 2
- дымосос № 2 марки Дн-10 работает на котлы №№ 3, 4
- дымосос № 3 марки Дн-9 работает на котлы №№ 5, 6

Общее состояние тягодутьевых механизмов и газовых трактов оценивается как «удовлетворительное». Дымовая труба (стальная высотой 24 м) в целом находится в удовлетворительном состоянии, но требует проведения детального техдиагностирования.

Система отпуска тепловой энергии

- сетевой насос № 1, К100-80,
- сетевой насос № 2, ДЗ20-50,
- 2 подпиточных насоса К20/30,
- бак-аккумулятор горячей воды объемом 60 м³
- внутренние сетевые трубопроводы Ду200, Ду250

Система контроля параметров сетевой воды - узел учета тепловой энергии на базе теплосчетчика ТЭМ-104М.

Сетевой насос № 1 находится в неудовлетворительном состоянии – требуется проведение его капитального ремонта. Состояние бака-аккумулятора горячей воды оценивается как «удовлетворительное», однако, капитальный ремонт данного бака необходимо провести в ближайшее время.

Остальное оборудование системы отпуска тепловой энергии в сеть находится в удовлетворительном состоянии и не требует проведения глубокого ремонта.

Топливоподача

Топливоподача включает в себя открытый угольный склад вместимостью 600 т, 3 открытых ленточных конвейера с шириной ленты 500 мм, работающих из расчёта 1 конвейер на группу из 2-х котлов, бункеры котлов единичным объемом 2 м³. Состояние неудовлетворительное, ввиду непроектного решения компоновки узлов приёма топлива.

Система шлакозолоудаления

В состав системы шлакозолоудаления входит линия на базе скребкового транспортера по прототипу ТСН-160 и шлакозолоотвал. Шлакозолоотвал нуждается в капитальном ремонте стен ограждения, а направляющие длиной 24м (швеллеры № 30) каналов нуждаются в замене.

Эксплуатационный режим работы котельной

- несоблюдение температурного графика в максимум отопительных нагрузок вследствие сверхнормативных потерь в сетях и изношенности оборудования.
- расчётное значение циркуляции сетевой воды для открытой системы теплоснабжения (при расчетной температуре наружного воздуха $t - 42^{\circ}\text{C}$) составляет 58 т/ч. Фактическая циркуляция -105 т/ч. По факту величина подпитки имеет отрицательное значение -21 т/ч, т.е имеет место факт перетока сетевой воды в водопроводную сеть через теплопотребляющие установки потребителей. Необходимо дополнительное приборное обследование данной системы.

Котельная № 7

Котельная расположена на ул. Лермонтова-386, введена в эксплуатацию в 1972 г. Состояние здания котельной неудовлетворительное – капитальный ремонт не проводился с момента ввода в эксплуатацию. Последний текущий ремонт проведён в 2003 г. В октябре 2013 г была произведена замена котла №1 КВД-0.35 на котел КВр-0.7.

Установленная мощность котельной составляет 1.5 Гкал/ч. Располагаемая мощность – 1.2 Гкал/ч превышает максимальную присоединённую нагрузку, равную 0.4 Гкал/ч в 3 раза.

Котлоагрегаты

В котельной установлены 2 водогрейных котла КВД-0.54/0.5 и котел КВр-0.7, Система контроля параметров котлов:

- Котлы оборудованы стационарными приборами контроля температур воды на входе и выходе, давления на входе и выходе;

Котёл № 1, введённый в эксплуатацию в 2003 г., нуждается в капитальном ремонте.

Система удаления дымовых газов

Общее состояние газовых трактов – удовлетворительное. Дымовая труба (стальная высотой 24 м) в настоящее время находится в аварийном состоянии и требует замены.

Система отпуска тепловой энергии

- сетевой насос № 1, К80-50,
- сетевой насос № 2, К45-45,
- бак-аккумулятор горячей воды объёмом 60 м^3 ,
- внутренние сетевые трубопроводы Ду200, Ду250

Сетевой насос № 1 нуждается в проведении капитального ремонта. Бак-аккумулятор горячей воды находится в аварийном состоянии, необходимо проведение его технической диагностики и капитального ремонта.

Система шлакозолоудаления

Удаление шлака с котлов производится вручную, с вывозом его с территории котельной автотранспортом.

Эксплуатационный режим работы котельной

- несоблюдение температурного графика в максимум отопительных нагрузок вследствие сверхнормативных потерь в сетях и изношенности оборудования.

- расчётное значение расхода сетевой воды для открытой системы теплоснабжения (при расчётной температуре наружного воздуха $t - 42\text{ }^{\circ}\text{C}$) составляет около 10 т/ч. Фактическая циркуляция - 40-45 т/ч.

Котельная № 8

Котельная расположена на ул. Революционная -35б, введена в эксплуатацию в 1978 г. Состояние здания котельной неудовлетворительное – капитальный ремонт не проводился с момента пуска в эксплуатацию. Последний текущий ремонт проведён в 2003 г.

Установленная мощность котельной составляет 1 Гкал/ч, располагаемая мощность – 0.8 Гкал/ч, что превышает расчетное значение (0.25 Гкал/ч) в 3 раза.

Котлоагрегаты

В котельной установлены 2 водогрейных котла КВД-0.54/0.5. Их состояние удовлетворительное.

Система удаления дымовых газов

Общее состояние газовых трактов – удовлетворительное.

Дымосос ДН-9 оснащен частотно-регулируемым приводом.

Дымовая труба (стальная высотой 24 м) находится в аварийном состоянии.

Система отпуска тепловой энергии

- 2 сетевых насоса К80-50,

- 2 подпиточных насоса К50-32,

- бак-аккумулятор горячей воды объёмом 60 м³

- внутренние сетевые трубопроводы Ду200, Ду250

-Насосная группа сетевой установки оборудована частотным регулируемым приводом.

- Система контроля параметров сетевой воды - узел учета тепловой энергии на базе теплосчетчика ТЭМ-104М.

Сетевой насос № 1 нуждается в проведении капитального ремонта. В целом, состояние сетевых насосов и внутренних трубопроводов оценивается как «удовлетворительное». Бак-аккумулятор находится в удовлетворительном состоянии, необходимо восстановление тепловой изоляции.

Система шлакозолоудаления

Удаление шлака с котлов производится вручную, с вывозом его с территории котельной автотранспортом.

Эксплуатационный режим работы котельной

- расчетный температурный график в максимум отопительных нагрузок вследствие возможности регулирования тепловых нагрузок за счет использования ЧРП насосов выдерживается,

- расчётное значение циркуляции сетевой воды для открытой системы теплоснабжения (при расчётной температуре наружного воздуха $t - 42^{\circ}\text{C}$) составляет 6.0 т/ч. Фактическая циркуляция -21 т/ч. Нормативное значение подпитка - 0.68 т/ч. По факту величина подпитка 2 т/ч.

- возможность более гибкого регулирования тепловой мощности котлов за счет изменения тяго-дутьевого режима работы котлов.

Котельная № 9

Котельная расположена на ул. Революционная-80, введена в эксплуатацию в 1978 г. Состояние здания котельной неудовлетворительное – капитальный ремонт не проводился с момента ввода её в эксплуатацию. Текущий ремонт в последний раз проводился в 2004 г.

Установленная мощность котельной составляет 2.92 Гкал/ч, располагаемая мощность – 2 Гкал/ч, что превышает расчетную нагрузку (1.2 Гкал/ч).

Котлоагрегаты

В настоящее время в котельной в эксплуатации находятся 4 водогрейных котла Братск-М.

Котёл № 1 установлен в 2010 г., и работает нормально. Котёл № 2, установленный в 1991 г. нуждается в текущем ремонте. Котлу № 3 необходим капитальный ремонт. Котел №4 не находится в эксплуатации с 2008 г., практически разобран и подлежит полной замене.

Система удаления дымовых газов

Котлы № 1 и № 2 оборудованы индивидуальными вентиляторами поддува ВЦ-14-46-2.

Котлы № 3 и № 4 оборудованы из расчёта 1 ед. на котёл групповыми вентиляторами поддува ВЦ-14-46-4.

На 4 котла установлены 2 групповых дымососа Дн-9. Дымосос № 2, введенный в эксплуатацию в 1994 г., требует замены.

Общее состояние газовых трактов удовлетворительное. Дымовая стальная труба высотой 24 м находится в удовлетворительном состоянии, но требует проведения техдиагностирования.

Система отпуска тепловой энергии

- 2 сетевых насоса К100-65,
- 2 подпиточных насоса К45/30,
- бак-аккумулятор горячей воды объемом 27 м³
- внутренние сетевые трубопроводы Ду200, Ду250.

Система контроля параметров сетевой воды - узел учета тепловой энергии на базе теплосчетчика ТЭМ-104М.

Сетевой насос № 1 находится в неудовлетворительном состоянии – требуется проведение его капитального ремонта. Требуется проведение капитального ремонта бака-аккумулятора горячей воды.

Топливоподача

Топливоподача включает в себя открытый угольный склад вместимостью 400 т, 2 открытых ленточных конвейера с шириной ленты 500 мм, работающих из расчета 1 конвейер на группу из 2-х котлов, 4 бункера котлов единичным объемом 2 м³.

1-й конвейер состоит из приемного бункера объемом 8 м³, тракта подачи, узла пересыпки по бункерам котлов № 1 и № 2.

2-й конвейер выполнен на базе скребера ТСН-160 с непосредственной подачей угля через узел пересыпки по бункерам котлов № 3 и № 4.

Состояние топливоподачи неудовлетворительное ввиду непроектного решения компоновки узлов приема топлива.

Система шлакозолоудаления

В состав системы шлакозолоудаления входит линия на базе скребкового транспортера по прототипу ТСН-160 и шлакозолоотвал. Шлакозолоотвал нуждается в капитальном ремонте стен ограждения, а направляющие длиной 24 м (швеллеры № 30) каналов нуждаются в замене.

Эксплуатационный режим работы котельной

- несоблюдение температурного графика в максимум отопительных нагрузок вследствие сверхнормативных потерь и гидравлической разрегулировки в теплосетях,

- расчетное значение циркуляции сетевой воды для открытой системы теплоснабжения (при расчетной температуре наружного воздуха $t - 42$ °С) составляет 50 т/ч. Фактическая циркуляция - 90 т/ч. По факту величина подпитки достигает значения 5 т/ч.

- неудовлетворительная работа газового тракта котлов, вследствие физического износа и неудовлетворительной эксплуатации тяго-дутьевых механизмов.

Электрокотельная № 12

Котельная расположена в помещении жилого дома № 13 «Кирзавод», введена в эксплуатацию в 1998 г. На данный момент имеется ряд предписаний Ростехнадзора о необходимости выноса оборудования электрокотельной в отдельное здание. Кроме того, значительная стоимость электроэнергии вынуждает рассматривать вопрос о переходе на теплоснабжение жилого дома № 13 от котельной на твёрдом топливе.

Установленная мощность котельной составляет 0.48 Гкал/ч, располагаемая мощность – 0.32 Гкал/ч. Расчетная тепловая нагрузка – 0.3 Гкал/ч.

Котлоагрегаты

В котельной установлены 3 котла КЭВ-160/0.4.

Система отпуска тепловой энергии

- 2 сетевых насоса К-45/30,
- подпиточный насос ТРД-40-180/2,
- бак-аккумулятор горячей воды объёмом 2 м³
- внутренние сетевые трубопроводы Ду100, Ду80.

Состояние оборудования – удовлетворительное. Бак-аккумулятор отключён. Отсутствует питающий кабель электрокотла № 3 с момента монтажа электрокотельной.

Эксплуатационный режим работы котельной

- несоблюдение температурного графика в максимум отопительных нагрузок. Причина в том, что электрокотлы являются отопительными и не предназначены для использования для нужд ГВС.

- расчётное значение циркуляции сетевой воды составляет 16.4 т/ч. Фактическая циркуляция - 40÷45 т/ч.

Котельная № 13

Котельная расположена в отдельно стоящем здании и отапливает здание ООО «Зиматеплоэнерго». Год ввода котельной – 2002г.

Теплоисточник функционирует только в отопительный период, летнего ГВС нет. Схема отпуска тепловой энергии – прямая, непосредственно от котлов. Расчетный температурный график отпуска тепловой энергии – 95/70 °С.

В котельной установлено 3 котла КВД-27/0.25 по 0.25 Гкал/ч каждый,, 2 сетевых насоса К-80-50, 2 подпиточных насоса К50-32, бак аккумулятор 10 м³.

Дымовая труба (Ду500, 18м) установлена в 2002г.

Режимные характеристики котельной:

- несоблюдение температурного графика в максимум отопительных нагрузок.
- расчётное значение циркуляции сетевой воды для открытой системы теплоснабжения (при расчетной температуре наружного воздуха $t - 42$ °С) составляет 10.2 т/ч. Фактическая циркуляция - 30 т/ч. По факту величина подпитки составляет 0.05 т/ч.

Котельная МУЗ ЗГБ

Котельная расположена в отдельно стоящем кирпичном здании на территории Зиминской городской больницы по адресу ул. Калинина-88 и отопливает относящиеся к ней лечебные здания. Год ввода котельной – 1950г.

Теплоисточник функционирует только в отопительный период, летнего ГВС нет. Схема отпуска тепловой энергии – прямая, непосредственно от котлов. Расчетный температурный график отпуска тепловой энергии – 95/70 °С.

В котельной установлено 4 котла КЭВ-250/0.4 по 0.22 Гкал/ч каждый, год установки – 1990г., 2 сетевых насоса К-100-65-200 (G=100 м³/ч, Н=50 м), установленные в 2002 г.

Котельная ХПП

Котельная расположена на ул. Сидельникова и отопливает 3 жилых дома (2 шт. одноэтажных и один 2-х этажный) и здание Финансового управления. Год ввода котельной – 1975г.

Теплоисточник функционирует только в отопительный период, летнего ГВС нет. Схема отпуска тепловой энергии – прямая, непосредственно от котлов. Расчетный температурный график отпуска тепловой энергии равен 95/70 °С.

В котельной установлено 2 угольных котла КВр-0.34К по 0.3 Гкал/ч каждый, год установки – 2007г., общий для обоих котлов дымосос Д-3.5/3000, 2 сетевых насоса К-20/30 (G=20м³/ч, Н=30 м).

Котельная ДРСУ

Котельная расположена в отдельно стоящем кирпичном здании на территории зиминского филиала Дорожной службы Иркутской области (ДСИО) - Дорожная, 1а и отопливает относящиеся к ней здания и жилой частный сектор по ул. Дорожная. Год ввода котельной – 1980г. Здание котельной – кирпичное высотой 5 м, 1980 г. постройки. Тепловыми потребителями являются 11 жилых домов и 3 нежилых дома (гараж, склад, АБК).

Теплоисточник функционирует только в отопительный период, летнего ГВС нет. Схема отпуска тепловой энергии – прямая, непосредственно от котлов. Расчетный температурный график отпуска тепловой энергии – 95/70 °C.

В котельной установлено 2 котла Братск-1,33 $G_{\text{кал/ч}}$ каждый, год установки – 2004 г., 2 сетевых насоса К-45/55-200 ($G=45 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=55 \text{ м.вод.ст}$), установленные в 2004 г.

Котлы оборудованы индивидуальными вентиляторами ВР 280-46 № 2.5 (число оборотов – 3 000 об./мин.). Вентилятор со стационарным номером № В-1 установлен в 2005 г., вентилятор № В-2 – в 2007 г.

Для удаления дымовых газов в котельной установлен дымосос ДН-10-1000.

Дымовая труба стальная высотой 12 м, установлена в 2002 г.

Сетевые насосы и бак-аккумулятор находятся в удовлетворительном состоянии.

Топливоподача механическая.

Котельная Вагонного депо

Котельная расположена на улице Максима Горького 1, в производственной зоне Вагонного депо ст. Зима. Обозначена на схеме – «Кот_ВД» и отопливает относящиеся к ней здания ОАО "РЖД" и несколько других зданий.

Теплоисточник функционирует только в отопительный период, летнего ГВС нет. Схема отпуска тепловой энергии – прямая, непосредственно от котлов. Расчетный температурный график отпуска тепловой энергии – 95/70 °C.

В котельной установлено 3 котла, из них: 1 котел КВМ-1.86 с установленной мощностью 1.6 $G_{\text{кал/ч}}$, год установки – 2005г. и 2 котла КВТС-1 по 0.5 $G_{\text{кал/ч}}$, год установки – 2004г.; 3 сетевых насоса К100-65-200 ($G=100 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=50 \text{ м}$), установленные в 2004 г. и 2 подпиточных насоса марки К8/18 ($G=8 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=18 \text{ м}$), установленные в 2004 г.; 3 дымососа ДН-8-1500 ($G=10 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=145 \text{ м}$), установленные в 2004 г., 1 вентилятор ВДН 2.8-1500 ($G=1.3 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=72 \text{ м}$), установленный в 2004 г.; стальная дымовая труба с диаметром устья 800 мм и высотой 26 м, а также бак запаса воды $V=60 \text{ м}^3$.

1.3 ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ

1.3.1 Сводные характеристики тепловых сетей.

Общие характеристики тепловых сетей отопления рассматриваемых систем теплоснабжения г. Зима представлены в Табл. 3-1. Суммарная протяженность участков теплосетей: Восточная часть – 34.2 км, Западная часть – 20.6 км, Магистраль ТЭЦ-г.Зима (с основными ответвлениями) – 19 км. Изоляция: пенополиуретановые скорлупы, минеральная вата. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 3-1

Общие характеристики тепловых сетей

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего	
Восточная часть:	4130	30090		34221	
<i>Ведомственные:</i>		1980		1980	
"Локомотивное депо"		1980		1980	3
<i>Муниципальные:</i>	1585	26587		28172	
"КНС"	392	7770		8162	13
"ЦТП №1"	6	3008		3014	5
"ЦТП №2"	792	3461		4254	10
"ЦТП №3"		3832		3832	5
"ЦТП №4"	394	8516		8910	5
Сеть-140/70	2546	1523		4069	10
Западная часть:	8344	12299		20643	
<i>Ведомственные:</i>	894	797		1691	
"Вагонное депо"	813	264		1077	2
"ДРСУ"	81	533		615	2
<i>Муниципальные:</i>	7450	11502		18951	
"№1"	3421	2572		5993	4
"№2"		7		7	
"№3"	2324	2759		5083	9
"№4"	1484	2254		3738	3
"№7"		1361		1361	4
"№8"		179		179	1
"№9"	41	1713		1755	3
"№12"		5		5	
"№13"		87		87	1
"МБУЗ ЗГБ"		520		520	2
"ХПП"	180	44		224	
Магистраль ТЭЦ-г.Зима:	18878	138		19016	

Тепловые сети выполнены в основном в 2-х трубном исполнении. Только в 2-х системах теплоснабжения восточной части («ЦТП-3» и «ЦТП-4») большая часть участков выполнены в 4-х трубном исполнении (с отдельными циркуляционными сетями ГВС). В пределах отдельных систем теплоснабжения на участках тепловых сетей совместно с ними проложен водопровод холодной воды, идущий к потребителям от котельных.

Электронные модели тепловых сетей от рассматриваемых теплоисточников выполнены в ПО ByteNET3. Распечатанные бумажные схемы тепловых сетей представлены на общей схеме теплоснабжения в *прил. 2*.

Суммарные протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3-2* (сети отопления) и – см. *Табл. 3-2а* (сети ГВС).

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Регулирующей арматуры на тепловых сетях и у потребителей практически нет.

Тепловые камеры (в основном прямоугольной формы) выполнены из сборного железобетона.

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 95/70 °С. Максимальная фактическая температура прямой воды во многих рассматриваемых системах теплоснабжения по причине завышенного расхода сетевой воды не превышает 85 °С.

Протяженность участков по диаметрам (сети отопления)

Диаметр (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Восточная часть:	4130	30090		34221
		21		21
20		569		569
25		1284		1284
32		2140		2140
40		1015		1015
50		3035		3035
70		1544		1544
80	184	3576		3761
100	99	5416		5515
125	78	1522		1600
150	209	3248		3457
200	1119	4773		5892
250		441		441
300	2440	1507		3947
Западная часть:	8344	12299		20643
25	164	447		611
32		803		803
40	137	175		312
50	445	2268		2713
70	439	1015		1454
80	984	2048		3032
100	1038	3017		4056
125	458	692		1151
150	2359	1551		3910
200	844	254		1098
250	523	27		550
300	638			638
350	315			315
Магистраль ТЭЦ-г.Зима:	18878	138		19016
80	1454	37		1490
125	187	26		212
150	197	10		207
200	458	66		524
250	1465			1465
300	30			30
500	15088			15088
800	12000			12000

Протяженность участков по диаметрам (сети ГВС)

Диаметр (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Восточная часть:	62	4570	0	4632
20	0	128	0	128
25	0	156	0	156
32	0	55	0	55
40	0	238	0	238
50	0	293	0	293
70	0	405	0	405
80	62	988	0	1051
100	0	786	0	786
125	0	577	0	577
150	0	944	0	944

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосетей даны в Табл. 3-3.

Табл. 3-3

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Восточная часть:					
Ведомственные:					
"Локомотивное депо":	6.14	2.96	16976	4126	21103
Муниципальные:					
"КНС":	43.67	19.03	109170	31693	140864
"ЦТП №1":	31.55	13.56	77779	22537	100316
"ЦТП №2":	13.96	6.12	35098	10322	45421
"ЦТП №3":	20.79	9.00	51652	15051	66704
"ЦТП №4":	38.26	16.75	96055	27906	123961
Сеть-140/70:	3.96	2.41	13803	5148	18950
Западная часть:					
Ведомственные:					
"Вагонное депо":	0.15	0.15	863		863
"ДРСУ":	0.33	0.17	970		970
Муниципальные:					
"№1":	15.45	7.03	40325		40325
"№2":	0.27	0.13	733		733
"№3":	46.79	20.20	115840	33710	149550
"№4":	2.34	1.11	6393		6393
"№7":	0.59	0.27	1577		1577
"№8":	0.45	0.20	1129		1129
"№9":	2.70	1.20	6897		6897
"№12":	1.42	0.60	3448		3448
"№13":	0.03	0.02	119		119
"МБУЗ ЗГБ":	2.31	1.00	5726		5726
"ХПП":	0.48	0.21	1180		1180

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в Табл. 3-4.

Табл. 3-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях

Система теплоснабжения	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Восточная часть:					
Ведомственные:					
"Локомотивное депо":	0.27	0.19	1066	495	1561
Муниципальные:					
"КНС":	1.21	0.80	4576	2125	6701
"ЦТП №1":	0.46	0.31	1780	827	2606
"ЦТП №2":	0.70	0.44	2517	1168	3685
"ЦТП №3":	0.49	0.38	2190	1017	3207
"ЦТП №4":	1.21	0.89	5097	2367	7464
Сеть-140/70:	1.63	0.94	5398	2274	7672
Западная часть:					
Ведомственные:					
"Вагонное депо":	0.22	0.13	725		725
"ДРСУ":	0.08	0.05	311		311
Муниципальные:					
"№1":	1.34	0.77	4427		4427
"№2":	0.00	0.00	3		3
"№3":	1.16	0.64	3674	1705	5380
"№4":	0.60	0.36	2073		2073
"№7":	0.16	0.11	631		631
"№8":	0.02	0.01	80		80
"№9":	0.23	0.15	874		874
"№12":	0.00	0.00	2		2
"№13":	0.01	0.01	42		42
"МБУЗ ЗГБ":	0.07	0.05	285		285
"ХПП":	0.03	0.02	104		104
Магистраль ТЭЦ-г.Зима:					
"ТЭЦ":	13.44	7.50	43016	18715	61730

Сводные параметры работы тепловых сетей представлены в Табл. 3-5.

Статистики отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов), а также статистики восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей по рассматриваемым системам теплоснабжения не предоставлено.

Диагностика состояния тепловых сетей и планирование их капитальных (текущих) ремонтов производится на основании приборного и визуального обследований, в основном в конце отопительного периода.

Сводные гидравлические характеристики тепловых сетей

Характеристики	Напор, м			Расход воды, т/ч	
	Прямая	Обратная	Распола- гаемый	Сетевой	Подпитка (макс)
Восточная часть:					
<i>Ведомственные:</i>					
"Локомотивное депо"	20	10	10	315	
<i>Муниципальные:</i>					
"КНС"	58	11	47	677	30
"ЦТП №1"	48	39	9	434	20
"ЦТП №2"	54	39	15	218	10
"ЦТП №3"	41	21	20	252	15
"ЦТП №4"	52	38	14	354	30
Западная часть:					
<i>Ведомственные:</i>					
"Вагонное депо"	35	30	5	100	6
"ДРСУ"	32	20	12	45	15
<i>Муниципальные:</i>					
"№1"	50	40	10	382	11
"№2"	28	6	22	45	0
"№3"	62	42	20	392	31
"№4"	38	35	3	113	3
"№7"	40	20	20	9	0
"№8"	25	17	8	19	1
"№9"	45	20	25	84	5
"№12"	40	30	10	45	2
"№13"	40	30	10	0	0
"МБУЗ ЗГБ"	60	40	20	100	
"ХПП"	26	18	8	20	1
Магистраль ТЭЦ-г.Зима:					
<i>Ведомственные:</i>					
"ТЭЦ"	120	18	102		

Летние ремонты тепловых сетей производятся в соответствии с техническим регламентом и иными обязательными требованиями процедур летних ремонтов с нормативными параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.

Ниже будет представлено более подробное описание тепловых сетей от каждого из рассматриваемых теплоисточников, полученное на основе предоставленных исходных данных и обследования тепловых сетей.

1.3.2 Характеристики тепловых сетей каждой системы теплоснабжения.

Тепловые сети восточной части г. Зима

Ново-Зиминская ТЭЦ

От НЗ ТЭЦ имеется 3 основных направления тепловых сетей: пар (без возврата конденсата) и горячая вода на ОАО «Саянскхимпласт» и две магистрали горячей воды: на г. Зима и на г. Саянск. Ниже будет рассмотрена только схема тепловых сетей от ТЭЦ по направлению на г. Зима.

Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в *прил. 2*.

Общие характеристики тепловой сети представлены в *Табл. 3А-1*. Суммарная протяженность участков теплосети - 19016 м, в т.ч. 138 м (1%) - непроходные каналы, 18878 м (99%) - надземная прокладка. Изоляция: пенополиуретановые скорлупы. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 3А-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"ТЭЦ"	18878	138	0	19016	0	53

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3А-2*.

Табл. 3А-2

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:	18878	138		19016
80	1454	37		1490
125	187	26		212
150	197	10		207
200	458	66		524
250	1465			1465
300	30			30
500	15088			15088

Секционирующая арматура на тепловой магистрали установлена в достаточном количестве на основных и вспомогательных ответвлениях. На вводах подкачивающих насосных станций на подающих трубопроводах установлены регуляторы давления (РД).

В рассматриваемой системе теплоснабжения проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 150/70 °С, со срезкой на 140 °С. По согласованию с теплоснабжающей организацией в поверочных расчетах принимался график 140/70 °С, который по факту выдерживается в рассматриваемой тепловой сети.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 3А-3*.

Табл. 3А-3

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	47.83	30.32	173944	65016	238960
в т.ч. - нужды ГВС	30.02	12.51	71739	21324	93062
- утечки в теплосетях	16.40	16.40	94076	43692	137769
- утечки в зданиях	1.42	1.42	8129		8129

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в *Табл. 3А-4*.

Табл. 3А-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	13.44	7.50	43016	18715	61730
- от наружного охлаждения	11.563	6.260	35907	15413	51320
- с утечками в теплосетях	1.879	1.239	7109	3302	10410

Подкачивающая насосная станция "КНС"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Восточной части (промзона заводу управления ТЭЦ-3) г. Зима. Собственник теплосетей - Администрация ЗГМО. Теплосетевая организация - ООО "Энергия".

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении. Почти на всех участках тепловых сетей совместно с ними проложен водопровод холодной воды, идущий к потребителям.

Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в *прил. 2*.

Общие характеристики тепловой сети представлены в *Табл. 3В-1*. Суммарная протяженность участков теплосети - 8162 м, в т.ч. 7770 м (95%) - непроходные каналы, 392 м (5%) - надземная прокладка. Изоляция: пенополиуретановые скорлупы, минеральная вата. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 3В-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"КНС"	392	7770	0	8162	0	13

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3В-2*.

Табл. 3В-2

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:	392	7770		8162
20		322		322
25		679		679
32		792		792
40		402		402
50		979		979
70		313		313
80		1090		1090
100	65	1478		1543
125		117		117
150		336		336
200		556		556
300	327	705		1031

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Регулирующей арматуры на тепловых сетях и у потребителей практически нет.

Тепловые камеры (в основном прямоугольной формы) выполнены из сборного железобетона.

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 95/70 °С.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 3В-3*.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	43.67	19.03	109170	31693	140864
в т.ч. - нужды ГВС	42.24	17.60	100959	30009	130968
- утечки в теплосетях	0.63	0.63	3626	1684	5311
- утечки в зданиях	0.80	0.80	4585		4585

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в Табл. 3В-4.

Табл. 3В-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	1.21	0.80	4576	2125	6701
- от наружного охлаждения	1.154	0.762	4369	2029	6397
- с утечками в теплосетях	0.052	0.036	208	96	304

Сводные результаты гидравлических расчетов тепловой сети представлены в Табл. 3В-5. Подробные результаты гидравлических расчетов вошли в прил. 4.1

Табл. 3В-5

Сводные гидравлические расчеты тепловой сети

Характеристики	Напор, м			Расход воды, т/ч
	Прямая	Обратка	Распола- гаемый	Сетевой
Фактические	58	11	47	677
Расчетные	76	26	50	470

Подкачивающая насосная станция "ЦТП_№1"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Восточной части (пос. 2-ой Строитель) г. Зима. Собственник теплосетей - Администрация ЗГМО. Теплосетевая организация - ООО "Энергия".

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении. Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в прил. 2.

Общие характеристики тепловой сети представлены в Табл. 3Г-1. Суммарная протяженность участков теплосети - 3014 м, в т.ч. 3008 м (100%) - непроходные каналы, 6 м (0%) - надземная прокладка. Изоляция: пенополиуретановые скорлупы, минеральная вата. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"ЦТП №1"	6	3008	0	3014	0	5

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3Г-2*.

Табл. 3Г-2

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:	6	3008		3014
25		299		299
32		174		174
50		113		113
80		351		351
100		524		524
125		125		125
150		573		573
200	6	849		855

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Регулирующей арматуры на тепловых сетях и у потребителей практически нет.

Тепловые камеры (в основном прямоугольной формы) выполнены из железобетона.

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 95/70 °С.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 3Г-3*.

Табл. 3Г-3

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	31.55	13.56	77779	22537	100316
в т.ч. - нужды ГВС	30.84	12.85	73701	21907	95608
- утечки в теплосетях	0.24	0.24	1357	630	1988
- утечки в зданиях	0.47	0.47	2720		2720

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в *Табл. 3Г-4*.

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	0.46	0.31	1780	827	2606
- от наружного охлаждения	0.438	0.297	1702	790	2492
- с утечками в теплосетях	0.019	0.014	78	36	114

Сводные результаты гидравлических расчетов тепловой сети представлены в Табл. 3Г-5. Подробные результаты гидравлических расчетов вошли в *прил. 4.1*.

Табл. 3Г-5

Сводные гидравлические расчеты тепловой сети

Характеристики	Напор, м			Расход воды, т/ч
	Прямая	Обратка	Располагаемый	Сетевой
Фактические	48	39	9	434
Расчетные	26	15	11	335

Подкачивающая насосная станция "ЦТП_№2"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Восточной части (пос. ЛДК (верхний)) г. Зима. Собственник теплосетей - Администрация ЗГМО. Теплосетевая организация - ООО "Энергия".

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении. Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в *прил. 2*.

Общие характеристики тепловой сети представлены в Табл. 3Д-1. Суммарная протяженность участков теплосети - 4253 м, в т.ч. 3461 м (81%) - непроходные каналы, 792 м (19%) - надземная прокладка. Изоляция: пенополиуретановые скорлупы, минеральная вата. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 3Д-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"ЦТП_№2"	792	3461	0	4253	0	10

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3Д-2*.

Табл. 3Д-2

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:	792	3461		4253
25		90		90
32		850		850
40		79		79
50		237		237
70		608		608
80		395		395
100		297		297
125	78	44		122
150		329		329
200	714	532		1247

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Регулирующей арматуры на тепловых сетях и у потребителей практически нет.

Тепловые камеры (в основном прямоугольной формы) выполнены из сборного железобетона.

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 95/70 °С.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 3Д-3*.

Табл. 3Д-3

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	13.96	6.12	35098	10322	45420
в т.ч. - нужды ГВС	13.44	5.60	32132	9551	41683
- утечки в теплосетях	0.29	0.29	1661	771	2433
- утечки в зданиях	0.23	0.23	1305		1305

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в *Табл. 3Д-4*.

Табл. 3Д-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	0.70	0.44	2517	1168	3685
- от наружного охлаждения	0.673	0.422	2421	1124	3545
- с утечками в теплосетях	0.024	0.017	95	44	139

Сводные результаты гидравлических расчетов тепловой сети представлены в Табл. 3Д-5. Подробные результаты гидравлических расчетов вошли в прил. 4.1

Табл. 3Д-5

Сводные гидравлические расчеты тепловой сети

Характеристики	Напор, м			Расход воды, т/ч
	Прямая	Обратка	Располагаемый	Сетевой
Фактические	54	39	15	218
Расчетные	35	19	16	184

Подкачивающая насосная станция "ЦТП_№3"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Восточной части (пос. Сенной) г. Зима. Собственник теплосетей - Администрация ЗГМО. Теплосетевая организация - ООО "Энергия".

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении. Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в прил. 2.

Общие характеристики тепловой сети представлены в Табл. 3Е-1. Суммарная протяженность участков теплосети - 3832 м (100% непроходные каналы). Изоляция: пенополиуретановые скорлупы, минеральная вата. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 3Е-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"ЦТП_№3"	0	3832	0	3832	0	5

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в Табл. 3Е-2.

Табл. 3Е-2

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:		3832		3832
20		204		204
25		49		49
32		45		45
40		11		11

50		370		370
70		191		191
80		520		520
100		262		262
125		741		741
150		671		671
200		767		767

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Регулирующей арматуры на тепловых сетях и у потребителей практически нет.

Тепловые камеры (в основном прямоугольной формы) выполнены из железобетона.

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 95/70 °С.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 3Е-3*.

Табл. 3Е-3

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	20.79	9.00	51652	15051	66704
в т.ч. - нужды ГВС	20.20	8.42	48287	14353	62639
- утечки в теплосетях	0.26	0.26	1504	698	2801
- утечки в зданиях	0.32	0.32	1862		1862

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в *Табл. 3Е-4*.

Табл. 3Е-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	0.49	0.38	2190	1017	3207
- от наружного охлаждения	0.469	0.367	2105	978	3083
- с утечками в теплосетях	0.019	0.015	85	39	124

Сводные результаты гидравлических расчетов тепловой сети представлены в *Табл. 3Е-5*. Подробные результаты гидравлических расчетов вошли в *прил. 4.1*

Табл. 3Е-5

Сводные гидравлические расчеты тепловой сети

Характеристики	Напор, м			Расход воды, т/ч
	Прямая	Обратка	Распола- гаемый	Сетевой
Фактические	41	21	20	252
Расчетные	39	16	23	323

Подкачивающая насосная станция "ЦТП_№4"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Восточной части (пос. Транспортный) г. Зима. Собственник теплосетей - Администрация ЗГМО. Теплосетевая организация - ООО "Энергия".

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении. Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в *прил. 2*.

Общие характеристики тепловой сети представлены в *Табл. 3Ж-1*. Суммарная протяженность участков теплосети - 6054 м, в т.ч. 5722 м (95%) - непроходные каналы, 332 м (5%) - надземная прокладка. Изоляция: пенополиуретановые скорлупы, минеральная вата. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 3Ж-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"ЦТП_№4"	394	8516	0	8910	0	5

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3Ж-2*.

Табл. 3Ж-2

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:	394	8516		8910
		21		21
20		43		43
25		167		167
32		278		278
40		523		523
50		946		946
70		416		416
80	184	1220		1404
100		1458		1458
125		495		495
150	209	1271		1480
200		980		980
250		441		441
300		259		259

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Регулирующей арматуры на тепловых сетях и у потребителей практически нет.

Тепловые камеры (в основном прямоугольной формы) выполнены из сборного железобетона.

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 95/70 °С.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 3Ж-3*.

Табл. 3Ж-3

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	38.26	16.75	96055	27906	123961
в т.ч. - нужды ГВС	36.89	15.37	88156	26203	114360
- утечки в теплосетях	0.64	0.64	3666	1703	5369
- утечки в зданиях	0.74	0.74	4233		4233

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в *Табл. 3Ж-4*.

Табл. 3Ж-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	1.21	0.89	5097	2367	7464
- от наружного охлаждения	1.165	0.853	4889	2270	7159
- с утечками в теплосетях	0.049	0.036	208	97	305

Сводные результаты гидравлических расчетов тепловой сети представлены в *Табл. 3Ж-5*. Подробные результаты гидравлических расчетов вошли в *прил. 4.1*.

Табл. 3Ж-5

Сводные гидравлические расчеты тепловой сети

Характеристики	Напор, м			Расход воды, т/ч
	Прямая	Обратка	Распола- гаемый	Сетевой
Фактические	52	38	14	354
Расчетные	34	17	17	544

Котельная "Локомотивное депо"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Восточной части (промзона Локомотивного депо) г. Зима. Собственник теплосетей - ОАО "РЖД". Теплосетевая организация - ОАО "РЖД".

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении. Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в *прил. 2*.

Общие характеристики тепловой сети представлены в *Табл. 3Б-1*. Суммарная протяженность участков теплосети "Локомотивное депо" - 1976 м (100% непроходные каналы). Изоляция - минеральная вата. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 3Б-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"Локомотивное депо"	0	1976	0	1976	0	3

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3Б-2*.

Табл. 3Б-2

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:		1976		1976
50		325		325
70		16		16
100		1397		1397
150		67		67
200		170		170

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Регулирующей арматуры на тепловых сетях и у потребителей практически нет.

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 95/70 °С. Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 3Б-3*.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	0.09	0.09	537	250	787
в т.ч. - нужды ГВС	0.00	0.00	0	0	0
- утечки в теплосетях	0.09	0.09	537	250	787

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в Табл. 3Б-4.

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	0.27	0.19	1063	494	1556
- от наружного охлаждения	0.265	0.180	1032	479	1511
- с утечками в теплосетях	0.008	0.005	31	14	45

Тепловые сети западной части г. Зима

Котельная "№1"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Западной части г. Зима. Собственник теплосетей - Администрация ЗГМО. Теплосетевая организация - ООО "Зиматеплоэнерго".

В схему теплосетей включены квартальные сети данной котельной и внутридомовые сети котельных № 5 и № 6, поскольку в настоящее время они присоединены к котельной № 1 работают в режиме ЦТП. Схема исполнения сетей – лучевая.

Общее кол-во установленной арматуры на сетях -114 ед.

Теплоизоляция труб выполнена частично из ППУ изоляции, а также на более ранних смонтированных участках применена минераловатная изоляция с наружным покрытием из стеклоткани.

Степень износа металла труб ориентировочно оценивается в 55-60 %.

Состояние теплоизоляции – крайне неудовлетворительное. Практически удовлетворительную изоляцию имеет 10-15 % труб. Остальная теплоизоляция имеет ветхое состояние.

Состояние подвижных и неподвижных опор, компенсаторов, переходов, тепловых камер неудовлетворительное.

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении.

Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в *прил. 2*.

Общие характеристики тепловой сети представлены в *Табл. 3К-1*. Суммарная протяженность участков теплосети - 5993 м, в т.ч. 2572 м (43%) - непроходные каналы, 3421 м (57%) - надземная прокладка. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 3К-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"№1"	3421	2572	0	5993	0	4

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3К-2*.

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:	3421	2572		5993
32		256		256
40		26		26
50	53	601		654
70	146	81		227
80	76	1017		1093
100	630	334		964
150	1518	231		1749
200	225			225
250	266	27		293
300	191			191
350	315			315

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Регулирующей арматуры на тепловых сетях и у потребителей практически нет.

Тепловые камеры (в основном прямоугольной формы) выполнены из железобетона.

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 95/70 °С.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в Табл. 3К-3.

Табл. 3К-3

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	15.45	7.03	40325	0	40325
в т.ч. - нужды ГВС	14.44	6.02	34508	0	34508
- утечки в теплосетях	0.58	0.58	3329	0	3329
- утечки в зданиях	0.43	0.43	2488		2488

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в Табл. 3К-4.

Табл. 3К-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	1.34	0.77	4427	0	4427
- от наружного охлаждения	1.291	0.738	4236	0	4236
- с утечками в теплосетях	0.047	0.033	191	0	191

Сводные результаты гидравлических расчетов тепловой сети представлены в Табл. 3К-5. Подробные результаты гидравлических расчетов вошли в прил. 4.1

Табл. 3К-5

Сводные гидравлические расчеты тепловой сети

Характеристики	Напор, м			Расход воды, т/ч
	Прямая	Обратка	Располагаемый	Сетевой
Фактические	50	40	10	382
Расчетные	33	15	18	260

Ввиду заниженной пропускной способности и гидравлической разрегулировки, ряд участков теплосети требует перекладки труб с увеличением диаметра. В частности, требуется перекладка участка до здания Сбербанка по ул. Подаяурова, участка по ул. Коммунистическая, а также конечного участка ж/д № 11 ул. Ленина - торговый комплекс «Ока».

Котельная "№3"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Западной части (микрорайон Ангарский) г. Зима. Собственник теплосетей - Администрация ЗГМО. Теплосетевая организация - ООО "Зиматеплоэнерго".

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении. Почти на всех участках тепловых сетей совместно с ними проложен водопровод холодной воды, идущий к потребителям от котельной.

Общее кол-во установленной арматуры на сетях -198 ед.

Теплоизоляция труб выполнена частично из ППУ- изоляции, а также на более ранних смонтированных участках применена минераловатная изоляция с наружным покрытием из стеклоткани.

Степень износа металла труб ориентировочно оценивается в 55-60 %.

Состояние теплоизоляции труб подземной прокладки – крайне неудовлетворительное. Практически удовлетворительную изоляцию имеет 10-15 % труб в основном наружного исполнения. Остальная теплоизоляция имеет ветхое состояние.

Состояние подвижных и неподвижных опор, компенсаторов, переходов, отключающей арматуры, неудовлетворительное.

Сети разрегулированы, ряд участков теплосети требует перекладки труб с увеличением диаметров.

Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в *прил. 2*.

Общие характеристики тепловой сети представлены в *Табл. 3М-1*. Суммарная протяженность участков теплосети - 5083 м, в т.ч. 2759 м (54%) - непроходные каналы, 2324 м (46%) - надземная прокладка. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 3М-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"№3"	2324	2759	0	5083	0	9

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3М-2*.

Табл. 3М-2

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:	2324	2759		5083
50	139	208		348
70	126	186		313
80	639	596		1236
100	22	761		784
125	110	382		492
150	156	410		566
200	427	214		642
250	257			257
300	446			446

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Регулирующей арматуры на тепловых сетях и у потребителей практически нет.

Тепловые камеры (в основном прямоугольной формы) выполнены из сборного железобетона.

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 110/70 °С. Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 3М-3*.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	46.79	20.20	115840	33709	149549
в т.ч. - нужды ГВС	45.59	18.99	108953	32385	141338
- утечки в теплосетях	0.50	0.50	2851	1324	4176
- утечки в зданиях	0.70	0.70	4035		4035

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в Табл. 3М-4.

Табл. 3М-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	1.16	0.64	3674	1705	5379
- от наружного охлаждения	1.110	0.612	3511	1629	5140
- с утечками в теплосетях	0.046	0.028	163	76	239

Сводные результаты гидравлических расчетов тепловой сети представлены в Табл. 3М-5. Подробные результаты гидравлических расчетов вошли в прил. 4.1

Табл. 3М-5

Сводные гидравлические расчеты тепловой сети

Характеристики	Напор, м			Расход воды, т/ч
	Прямая	Обратка	Распола- гаемый	Сетевой
Фактические	62	42	20	392
Расчетные	42	27	14	380

Котельная "№4"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Западной части (старая Зима) г. Зима. Собственник теплосетей - Администрация ЗГМО. Теплосетевая организация - ООО "Зиматеплоэнерго".

Теплоизоляция труб выполнена частично из ППУ изоляции, а также на более ранних смонтированных участках применена минераловатная изоляция с наружным покрытием из стеклоткани.

Степень износа металла труб ориентировочно оценивается в 55-60 %.

Состояние теплоизоляции труб подземной прокладки - крайне неудовлетворительное. Практически удовлетворительную изоляцию имеет 5 %

труб в основном наружного исполнения. Остальная теплоизоляция имеет ветхое состояние.

Состояние подвижных и неподвижных опор, компенсаторов, переходов, отключающей арматуры, неудовлетворительное.

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении. Общее кол-во установленной арматуры на сетях -98 ед.

Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в *прил. 2*.

Общие характеристики тепловой сети представлены в *Табл. 3Н-1*. Суммарная протяженность участков теплосети - 3738 м, в т.ч. 2254 м (60%) - непроходные каналы, 1484 м (40%) - надземная прокладка. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 3Н-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"№4"	1484	2254	0	3738	0	3

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3Н-2*.

Табл. 3Н-2

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:	1484	2254		3738
25	164	447		611
40	137			137
50	107	628		735
70	41			41
80	103	30		134
100	96	930		1026
125	348	97		446
150	296	108		404
200	191	13		205

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Регулирующей арматуры на тепловых сетях и у потребителей практически нет.

Тепловые камеры (в основном прямоугольной формы) выполнены из железобетона.

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 95/70 °С.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 3Н-3*.

Табл. 3Н-3

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	2.34	1.11	6393	0	6393
в т.ч. - нужды ГВС	2.10	0.87	5015	0	5015
- утечки в теплосетях	0.15	0.15	876	0	876
- утечки в зданиях	0.09	0.09	502		502

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в *Табл. 3Н-4*.

Табл. 3Н-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	0.60	0.36	2073	0	2073
- от наружного охлаждения	0.587	0.353	2022	0	2022
- с утечками в теплосетях	0.012	0.009	50	0	50

Сводные результаты гидравлических расчетов тепловой сети представлены в *Табл. 3Н-5*. Подробные результаты гидравлических расчетов вошли в *прил. 4.1*

Табл. 3Н-5

Сводные гидравлические расчеты тепловой сети

Характеристики	Напор, м			Расход воды, т/ч
	Прямая	Обратка	Распола- гаемый	Сетевой
Фактические	38	35	3	113
Расчетные	18	8	10	59

Фактический располагаемый напор в начале теплосети составляет 3 м. В случае проведения наладки теплосети расчетный напор составит не менее 10 м, а расход сетевой воды снизится до 59 м³/ч.

Котельная "№7"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Западной части г. Зима. Собственник теплосетей - Администрация ЗГМО. Теплосетевая организация - ООО "Зиматеплоэнерго".

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении. Общее кол-во установленной арматуры на сетях -42 ед.

Степень износа металла трубопроводов - 95%.

Состояние теплоизоляции труб подземной прокладки–крайне неудовлетворительное. Состояние подвижных и неподвижных опор, компенсаторов, переходов, отключающей арматуры, неудовлетворительное.

Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в *прил. 2*.

Общие характеристики тепловой сети представлены в *Табл. 30-1*. Суммарная протяженность участков теплосети - 1361 м (100% непроходные каналы). Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 30-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"№7"	0	1361	0	1361	0	4

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 30-2*.

Табл. 30-2

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:		1361		1361
32		41		41
40		149		149
50		195		195
70		407		407
100		562		562
200		6		6

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Регулирующей арматуры на тепловых сетях и у потребителей практически нет.

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 95/70 °С. Максимальная фактическая температура прямой воды не превышает 85 °С.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 30-3*.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	0.59	0.27	1577	0	1577
в т.ч. - нужды ГВС	0.54	0.23	1297	0	1297
- утечки в теплосетях	0.03	0.03	194	0	194
- утечки в зданиях	0.01	0.01	85		85

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в Табл. 30-4.

Табл. 30-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	0.16	0.11	631	0	631
- от наружного охлаждения	0.159	0.108	620	0	620
- с утечками в теплосетях	0.003	0.002	11	0	11

Сводные результаты гидравлических расчетов тепловой сети представлены в Табл. 30-5. Подробные результаты гидравлических расчетов вошли в прил. 4.1

Табл. 30-5

Сводные гидравлические расчеты тепловой сети

Характеристики	Напор, м			Расход воды, т/ч
	Прямая	Обратка	Распола- гаемый	Сетевой
Фактические	40	20	20	19
Расчетные	12	5	7	21

Котельная "№8"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Западной части г. Зима. Собственник теплосетей - Администрация ЗГМО. Теплосетевая организация - ООО "Зиматеплоэнерго".

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении.

Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в прил. 2.

Общие характеристики тепловой сети представлены в Табл. 3П-1. Суммарная протяженность участков теплосети - 179 м (100% непроходные

каналы). Изоляция: минеральная вата. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 3П-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"№8"	0	179	0	179	0	1

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3П-2*.

Табл. 3П-2

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:		179		179
70		179		179

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Регулирующей арматуры на тепловых сетях и у потребителей практически нет.

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 95/70 °С.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 3П-3*.

Табл. 3П-3

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	0.45	0.20	1129	0	1129
в т.ч. - нужды ГВС	0.43	0.18	1026	0	1026
- утечки в теплосетях	0.00	0.00	19	0	19
- утечки в зданиях	0.01	0.01	84		84

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в *Табл. 3П-4*.

Табл. 3П-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	0.02	0.01	80	0	80
- от наружного охлаждения	0.020	0.014	79	0	79
- с утечками в теплосетях	0.000	0.000	1	0	1

Сводные результаты гидравлических расчетов тепловой сети представлены в *Табл. 3П-5*. Подробные результаты гидравлических расчетов вошли в *прил. 4.1*

Сводные гидравлические расчеты тепловой сети

Характеристики	Напор, м			Расход воды, т/ч
	Прямая	Обратка	Располагаемый	Сетевой
Фактические	25	17	8	19
Расчетные	9	5	4	13

Котельная "№9"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Западной части г. Зима. Собственник теплосетей - Администрация ЗГМО. Теплосетевая организация - ООО "Зиматеплоэнерго".

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении. Общее количество установленной арматуры на сетях -56 ед.

Теплоизоляция труб выполнена частично из ППУ изоляции (головной участок), а также на более ранних смонтированных участках применена минераловатная изоляция с наружным покрытием из стеклоткани.

Степень износа металла труб ориентировочно оценивается в 80-90 %.

Состояние подвижных и неподвижных опор, компенсаторов, переходов, отключающей арматуры неудовлетворительное.

Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в *прил. 2*.

Общие характеристики тепловой сети представлены в *Табл. 3Р-1*. Суммарная протяженность участков теплосети - 1755 м, в т.ч. 1713 м (98%) - непроходные каналы, 41 м (2%) - надземная прокладка. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 3Р-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"№9"	41	1713	0	1755	0	3

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3Р-2*.

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:	41	1713		1755
32		390		390
50		322		322
80		310		310
100		46		46
125		213		213
150	41	434		475

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Регулирующей арматуры на тепловых сетях и у потребителей практически нет.

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 95/70 °С.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в Табл. 3Р-3.

Табл. 3Р-3

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	2.70	1.20	6897	0	6897
в т.ч. - нужды ГВС	2.58	1.07	6156	0	6156
- утечки в теплосетях	0.07	0.07	404	0	404
- утечки в зданиях	0.06	0.06	337		337

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в Табл. 3Р-4.

Табл. 3Р-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	0.23	0.15	874	0	874
- от наружного охлаждения	0.221	0.148	851	0	851
- с утечками в теплосетях	0.006	0.004	23	0	23

Сводные результаты гидравлических расчетов тепловой сети представлены в Табл. 3Р-5. Подробные результаты гидравлических расчетов вошли в прил. 4.1

Сводные гидравлические расчеты тепловой сети

Характеристики	Напор, м			Расход воды, т/ч
	Прямая	Обратка	Располагаемый	Сетевой
Фактические	45	20	25	84
Расчетные	28	8	20	73

Котельная "№13"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Западной части г. Зима. Собственник теплосетей - Администрация ЗГМО. Теплосетевая организация - ООО "Зиматеплоэнерго".

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении.

Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в *прил. 2*.

Общие характеристики тепловой сети представлены в *Табл. 3Т-1*. Суммарная протяженность участков теплосети - 87 м (100% непроходные каналы). Изоляция - минеральная вата.

Табл. 3Т-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"№13"	0	87	0	87	0	1

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3Т-2*.

Табл. 3Т-2

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:		87		87
80		87		87

Регулирующей арматуры на тепловых сетях нет.

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 95/70 °С.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 3Т-3*.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	0.03	0.02	119	0	119
в т.ч. - нужды ГВС	0.02	0.01	54	0	54
- утечки в теплосетях	0.00	0.00	13	0	13
- утечки в зданиях	0.01	0.01	52		52

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в Табл. 3Т-4.

Табл. 3Т-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	0.01	0.01	42	0	42
- от наружного охлаждения	0.011	0.007	41	0	41
- с утечками в теплосетях	0.000	0.000	1	0	1

Сводные результаты гидравлических расчетов тепловой сети представлены в Табл. 3Т-5. Подробные результаты гидравлических расчетов вошли в прил. 4.1

Табл. 3Т-5

Сводные гидравлические расчеты тепловой сети

Характеристики	Напор, м			Расход воды, т/ч
	Прямая	Обратка	Распола- гаемый	Сетевой
Фактические	40	30	10	0
Расчетные	13	9	4	8

Котельная "МБУЗ ЗГБ"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Западной части г. Зима. Собственник теплосетей - Администрация ЗГМО. Теплосетевая организация - ОГБУЗ "Зиминская городская больница".

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении. Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в прил. 2.

Общие характеристики тепловой сети представлены в Табл. 3У-1. Суммарная протяженность участков теплосети - 520 м (100% непроходные

каналы). Изоляция: минеральная вата. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 3У-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"МБУЗ ЗГБ"	0	520	0	520	0	2

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3У-2*.

Табл. 3У-2

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:		520		520
70		155		155
100		186		186
150		178		178

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 95/70 °С.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 3У-3*.

Табл. 3У-3

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	2.31	1.00	5726	0	5726
в т.ч. - нужды ГВС	2.24	0.93	5355	0	5355
- утечки в теплосетях	0.03	0.03	149	0	149
- утечки в зданиях	0.04	0.04	222		222

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в *Табл. 3У-4*.

Табл. 3У-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	0.07	0.05	285	0	285
- от наружного охлаждения	0.071	0.048	276	0	276
- с утечками в теплосетях	0.002	0.001	9	0	9

Котельная "ХПП"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Западной части г. Зима. Собственник теплосетей - Администрация ЗРМО. Теплосетевая организация - ООО "Тепловик".

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении.

Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в *прил. 2*.

Общие характеристики тепловой сети представлены в *Табл. 3Ф-1*. Суммарная протяженность участков теплосети - 224 м, в т.ч. 44 м (20%) - непроходные каналы, 180 м (80%) - надземная прокладка. Изоляция: минеральная вата. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 3Ф-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"ХПП"	180	44	0	224	0	0

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3Ф-2*.

Табл. 3Ф-2

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:	180	44		224
32		26		26
50	135	18		152
70	45			45

Секционирующая арматура на тепловых сетях установлена в минимальном количестве на основных магистральных ответвлениях. Регулирующей арматуры на тепловых сетях и у потребителей нет.

Проектный температурный график регулирования отпуска тепла – 95/70 °С.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 3Ф-3*.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	0.48	0.21	1180	0	1180
в т.ч. - нужды ГВС	0.46	0.19	1109	0	1109
- утечки в теплосетях	0.00	0.00	14	0	14
- утечки в зданиях	0.01	0.01	57		57

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в Табл. 3Ф-4.

Табл. 3Ф-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	0.03	0.02	104	0	104
- от наружного охлаждения	0.032	0.018	103	0	103
- с утечками в теплосетях	0.000	0.000	1	0	1

Котельная "Вагонное депо"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Западной части (Территория вагонного депо) г. Зима. Собственник теплосетей - ОАО "РЖД". Теплосетевая организация - ОАО "РЖД".

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении.

Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в прил. 2.

Общие характеристики тепловой сети представлены в Табл. 33-1. Суммарная протяженность участков теплосети - 1077 м, в т.ч. 264 м (24%) - непроходные каналы, 813 м (76%) - надземная прокладка. Изоляция - минеральная вата. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 33-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"Вагонное депо"	813	264	0	1077	0	2

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в Табл. 33-2.

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:	813	264		1077
50	11			11
70	80			80
80	165	3		168
100	289	190		479
150	267	71		338

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 33-3*.

Табл. 33-3**Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети**

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	0.15	0.15	863	0	863
в т.ч. - нужды ГВС	0.00	0.00	0	0	0
- утечки в теплосетях	0.05	0.05	314	0	314
- утечки в зданиях	0.10	0.10	548		548

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в *Табл. 33-4*.

Табл. 33-4**Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети**

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	0.22	0.13	725	0	725
- от наружного охлаждения	0.219	0.123	707	0	707
- с утечками в теплосетях	0.004	0.003	18	0	18

Котельная "ДРСУ"

Тепловые сети рассматриваемой системы теплоснабжения расположены в Западной части г. Зима. Собственник теплосетей - ДСИО. Теплосетевая организация - ДСИО.

Тепловые сети выполнены в 2-х трубном исполнении. Электронная модель тепловых сетей от рассматриваемого теплоисточника выполнена в ПО ByteNET3. Распечатанная бумажная схема тепловых сетей представлена в *прил. 2*.

Общие характеристики тепловой сети представлены в *Табл. 3И-1*. Суммарная протяженность участков теплосети - 615 м, в т.ч. 533 м (87%) - непроходные каналы, 81 м (13%) - надземная прокладка. Изоляция: минеральная

вата. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы и углы поворотов.

Табл. 3И-1

Общие характеристики тепловой сети

Система теплоснабжения	Протяженность участков, м				Кол-во контуров	Макс. перепад высот, м
	Надзем.	Непроход.	Бесканал.	Всего		
"ДРСУ"	81	533	0	615	0	2

Протяженности участков тепловых сетей для различных групп диаметров и типов прокладок представлены в *Табл. 3И-2*.

Табл. 3И-2

Протяженность участков по диаметрам

Диаметры (мм)	Общая длина, м			
	надземная	непроходные	бесканальная	Всего
Всего:	81	533		615
32		90		90
50		295		295
100		8		8
150	81	119		200
200		21		21

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети даны в *Табл. 3И-3*.

Табл. 3И-3

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосети

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Подпитка, всего	0.33	0.17	970	0	970
в т.ч. - нужды ГВС	0.28	0.12	671	0	671
- утечки в теплосетях	0.03	0.03	144	0	144
- утечки в зданиях	0.03	0.03	155		155

Расчетные потери тепловой энергии в тепловых сетях приведены в *Табл. 3И-4*.

Табл. 3И-4

Расчетные потери тепловой энергии в тепловой сети

Составляющие тепловых потерь	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Потери, всего	0.08	0.05	311	0	311
- от наружного охлаждения	0.082	0.053	303	0	303
- с утечками в теплосетях	0.002	0.001	8	0	8

1.4 Зоны действия источников тепловой энергии

Существующие зоны действия рассматриваемых систем теплоснабжения показаны на *рис. 1.2 – 1.3.* (в виде выделенных цветом зон на общей карте-схеме поселения) и в *Табл. 4-1* (в виде списка микрорайонов, поселков и улиц, здания которых отапливаются от этих систем).

Расширение зон действия существующих теплоисточников в перспективе возможно практически во всех рассматриваемых системах теплоснабжения. На это указывает наличие резерва располагаемой тепловой мощности в рассматриваемых теплоисточниках, кроме котельной «Вагонного депо». Наибольший резерв тепловой мощности нетто имеется на Ново-Зиминской ТЭЦ – 343.5 Гкал/ч.

Зоны действия источников тепловой энергии

Обозначение на схеме	Распол. мощн., Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Зона действия , улицы (микрорайоны, квартала, улицы и т.д.)
Восточная часть:	17.70	61.5	
<i>Ведомственные</i>	17.70	10.9	
Кот ЛД	17.70	10.9	Вокзальная, территория локомотивного депо
<i>Муниципальные</i>	0.00	50.6	
КНС (вкл. сеть 140/70)		17.5	пос. Гидролизный: Белоберёзовский переулоч, Краснопартизанская, Орджоникидзе, Кольцевая, Комсомольская, переулоч Майский, Проминского, Чехова, Садовая, Красный строитель, Куйбышева, переулоч Нагорный
ЦТП №1		8.8	пос. 2-ой Строитель: Панфилова, Новокшонова, Бугровая, Каландарашвили, Московский тракт, Красноярская
ЦТП №2		4.60	пос. ЛДК: 1-я Восточная, Лесопильная, Свободы, Зелёная, Парижской коммуны, 3-я Восточная, Борцов революции, 7 ноября, 9 января, Куйбышева, 2-я Восточная
ЦТП №3		6.2	пос. Сенной: Тракторная, Краснопартизанская, Путейская, Лазо, Луговая, Ангарская, Московский тракт
ЦТП №4		13.5	пос. Транспортный: Тракторная, Свердлова, Лазо, Донская, Щорса, Проминского, Григорьева, Кирова, Садовая, Василенко, Донской переулоч, Вокзальная
Западная часть:	57.5	29.9	
<i>Ведомственные</i>	4.9	2.6	
Кот ВД	2.6	2.1	Территория вагонного депо
Кот ДРСУ	2.3	0.5	Дорожная
<i>Муниципальные</i>	42.5	27.3	
Кот №1	12.60	8.20	Ленина, Интернациональная, Подаяурова, Клименко, Тургенева, Горького, Коммунистическая, Октябрьская
Кот №2	0.48	0.4	переулоч Школьный
Кот №3	20.00	13.5	Ангарский микрорайон, Зеленый Луг, Ленинградская, Гагарина
Кот №4	3.00	1.94	Автомобилистов, Калинина, Курзенкова, Новая, Федорова, Романца, Пролетарская
Кот №7	1.20	0.40	Лермонтова, Трудовая, Подъездной переулоч, Спортивная
Кот №8	0.80	0.25	Революционная
Кот №9	2.00	1.2	Березовского переулоч, 50 лет Победы, Соколова, Жукова, Березовского
Кот №12	0.48	0.3	Кирзавод
Кот №13	0.60	0.14	Космонавтов
Кот МУЗ ЗГБ	0.88	0.74	Калинина
Кот ХПП	0.60	0.20	Смирнова, Сидельникова

1.5 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

1.5.1 Сводные характеристики потребителей тепловой энергии.

Уточненный перечень и характеристики тепловых потребителей, подключенных к рассматриваемым системам централизованного теплоснабжения, представлены в *прил. 5*.

Сводные характеристики тепловых потребителей представлены в *Табл. 5-1*:

Табл. 5-1

Сводные характеристики потребителей

Система теплоснабжения	Код	Тип тепло- источника	Кол-во зданий			Тепл. нагрузка, Гкал/ч		
			жил	нежил	всего	жил	нежил	всего
Восточная часть:			308	104	412	34.9	18.2	53.1
Ведомственные:				24	24		9.9	9.9
"Локомотивное депо"	Б	Котельная		24	24		9.88	9.88
Муниципальные:			308	80	388	34.9	8.3	43.2
"КНС"	В	ПНС	118	21	139	10.86	2.12	12.98
"ЦТП_№1"	Г	ПНС	43	5	48	7.63	0.39	8.02
"ЦТП_№2"	Д	ПНС	67	2	69	3.71	0.06	3.77
"ЦТП_№3"	Е	ПНС	27	4	31	4.65	0.79	5.44
"ЦТП_№4"	Ж	ПНС	51	45	96	7.59	4.28	11.87
Сеть-140/70	В1		2	3	5	0.48	0.66	1.14
Западная часть:			152	94	246	14.6	10.2	24.8
Ведомственные:			11	16	27	0.2	1.9	2.2
"Вагонное депо"	З	Котельная		13	13		1.78	1.78
"ДРСУ"	И	Котельная	11	3	14	0.21	0.17	0.38
Муниципальные:			141	78	219	14.4	8.3	22.7
"№1"	К	Котельная	22	40	62	3.04	3.53	6.58
"№2"	Л	Котельная		1	1		0.36	0.36
"№3"	М	Котельная	44	13	57	9.66	2.23	11.89
"№4"	Н	Котельная	34	4	38	0.66	0.62	1.28
"№7"	О	Котельная	14	1	15	0.21	0.01	0.23
"№8"	П	Котельная		4	4		0.22	0.22
"№9"	Р	Котельная	23	5	28	0.46	0.46	0.92
"№12"	С	Котельная	1		1	0.30		0.30
"№13"	Т	Котельная		1	1		0.12	0.12
"МБУЗ ЗГБ"	У	Котельная		8	8		0.64	0.64
"ХПП"	Ф	Котельная	3	1	4	0.10	0.06	0.16

Общее количество и площадь отапливаемых зданий (см. *Табл. 5-2*):

- Восточная часть - 412 зд. (395845 м2), в т.ч. жилые - 308 зд. (309425 м2, 78%), нежилые - 104 зд. (86420 м2, 22%);
- Западная часть - 246 зд. (204929 м2), в т.ч. жилые - 152 зд. (130905 м2, 64%), нежилые - 94 зд. (74024 м2, 36%)

Суммарные тепловые нагрузки потребителей:

- Восточная часть, всего – 53.1 Гкал/ч, в т.ч: 34.9 Гкал/ч - жилые, 18.2 Гкал/ч – нежилые;
- Западная часть, всего - 24.9 Гкал/ч, в т.ч: 14.7 Гкал/ч - жилые, 10.2 Гкал/ч – нежилые.

Тепловые характеристики потребителей (тепловые нагрузки и годовое потребление) определялись на основании расчетов согласно [2], при расчетных температурах наружного воздуха (см. выше *Табл. 1*). Часть тепловых нагрузок зданий принималась на основе предоставленных проектных данных и договорных нагрузок.

Табл. 5-2

Характеристики групп тепловых потребителей

Тип зданий	Кол-во зданий	Общая площадь		Расчетная нагрузка, Гкал/ч			
		м2	%	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Восточная часть:	412	395845	100	43.07	1.68	8.35	53.10
Жилые:	308	309425	78	27.861		7.05	34.91
- Жилой дом	134	8980	2	1.247		0.262	1.51
- Многокв. дом	174	300445	76	26.613		6.787	33.40
Нежилые:	104	86420	22	15.21	1.68	1.30	18.18
- Общественные	104	86420	22	15.209	1.680	1.296	18.18
- Производственные							
Западная часть:	246	204929	100	20.48	0.51	3.87	24.85
Жилые:	152	130905	64	11.719		2.93	14.65
- Жилой дом	104	12602	6	1.608		0.249	1.86
- Многокв. дом	48	118303	58	10.111		2.677	12.79
Нежилые:	94	74024	36	8.76	0.51	0.94	10.20
- Общественные	94	74024	36	8.756	0.506	0.942	10.20
- Производственные							

Распределение жилых зданий по этажности представлено в *Табл. 5-3*:

Табл. 5-3

Характеристики жилых зданий по этажности

Система, этажность	Кол-во зданий	Общая площадь, м2	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м2/чел
Восточная часть:	308	309425	100	10506	100	29.5
1	142	11534	4	485	5	23.8
2	80	41871	14	1643	16	25.5

3	13	13726	4	455	4	30.2
4	12	24254	8	834	8	29.1
5	60	214879	69	6977	66	30.8
>5	1	3162	1	112	1	28.2
Западная часть:	152	130905	100	4361	100	30.0
1	90	10414	8	299	7	34.8
2	29	10901	8	277	6	39.4
4	1	2475	2	115	3	21.5
5	31	105186	80	3596	82	29.3
>5	1	1930	1	74	2	26.1

Основная часть жилых зданий с централизованным теплоснабжением была построена: В восточной части - 70-е - 90-е (72% общей площади), в западной части – 70-е – 80-е годы (75% общей площади) 20-го века (см. Табл. 5-4).

Табл. 5-4

Характеристики жилых зданий по годам постройки

Год ввода	Кол-во зданий	Общая площадь, м2	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м2/чел
Восточная часть:	308	309425	100	10506	100	29.5
До 1950 г.	40	10431	3	390	4	26.7
50-е	85	22492	7	853	8	26.4
60-е	62	37594	12	1377	13	27.3
70-е	27	61964	20	2066	20	30.0
80-е	57	90387	29	2926	28	30.9
90-е	31	72701	23	2458	23	29.6
После 2000г	6	13856	4	436	4	31.8
Западная часть:	152	130905	100	4361	100	30.0
До 1950 г.	2	215	0	6	0	35.8
50-е	12	4231	3	121	3	35.0
60-е	11	3782	3	127	3	29.8
70-е	40	86233	66	3074	70	28.1
80-е	33	12384	9	350	8	35.4
90-е	45	15012	11	519	12	28.9
После 2000г	9	9047	7	164	4	55.2

Средняя удельная обеспеченность отапливаемой площадью в жилых зданиях составляет: Восточная часть - $29.5 \text{ м}^2/\text{чел.}$, Западная часть - $30 \text{ м}^2/\text{чел.}$ Значения близкие между собой и выше среднестатистического по Иркутской области ($18.4 \text{ м}^2/\text{чел.}$).

Сводные тепловые характеристики (без учета собственных нужд теплоисточников) по рассматриваемым системам теплоснабжения в существующем состоянии представлены в Табл. 5-5.

Сводные тепловые характеристики

Тепловые характеристики	Макс., Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
Восточная часть:	59.06	27.97	160435	16335	176770
Потребление тепла, всего:	53.10	24.03	137814	6063	143877
<i>в т.ч. - Жилые</i>	<i>34.910</i>	<i>16.284</i>	<i>93403</i>	<i>5122</i>	<i>98524</i>
<i>- Нежилые</i>	<i>18.185</i>	<i>7.743</i>	<i>44412</i>	<i>941</i>	<i>45353</i>
Потери тепловой энергии, всего	5.97	3.94	22621	10272	32893
<i>в т.ч. - от наружного охлаждения</i>	<i>5.655</i>	<i>3.730</i>	<i>21387</i>	<i>9699</i>	<i>31086</i>
<i>- с утечками в теплосетях</i>	<i>0.311</i>	<i>0.215</i>	<i>1234</i>	<i>573</i>	<i>1807</i>
Западная часть:	28.78	13.66	78350	3527	82865
Потребление тепла, всего:	24.85	11.35	65118	1822	67928
<i>в т.ч. - Жилые</i>	<i>14.645</i>	<i>6.833</i>	<i>39195</i>	<i>1375</i>	<i>41321</i>
<i>- Нежилые</i>	<i>10.204</i>	<i>4.519</i>	<i>25923</i>	<i>447</i>	<i>26607</i>
Потери тепловой энергии, всего	3.93	2.31	13232	1705	14937
<i>в т.ч. - от наружного охлаждения</i>	<i>3.805</i>	<i>2.224</i>	<i>12756</i>	<i>1629</i>	<i>14385</i>
<i>- с утечками в теплосетях</i>	<i>0.124</i>	<i>0.083</i>	<i>476</i>	<i>76</i>	<i>552</i>

Полной информации по установленным приборам учета на зданиях не предоставлено.

1.5.2 Характеристики потребителей каждой системы теплоснабжения.

Подкачивающая насосная станция "КНС"

Уточненный перечень и характеристики тепловых потребителей, подключенных к рассматриваемой системе централизованного теплоснабжения, представлены в *прил. 5*.

Общее количество и площадь отапливаемых зданий (см. *Табл. 5В-1*): всего - 139 зд. (111902 м²), в т.ч. жилые - 118 зд. (94187 м², 84%), нежилые - 21 зд. (17716 м², 16%).

Суммарные тепловые нагрузки потребителей: всего - 12.980 Гкал/ч, в т.ч: 10.857 Гкал/ч - жилые, 2.123 Гкал/ч - нежилые. Тепловые характеристики потребителей (тепловые нагрузки и годовое потребление) определялись на основании расчетов согласно [8], при расчетных температурах наружного воздуха (см. выше *Табл. 1*). Часть тепловых нагрузок зданий принималась на основе предоставленных проектных данных и договорных нагрузок.

Табл. 5В-1

Характеристики групп тепловых потребителей

Тип зданий	Кол-во зданий	Общая площадь		Расчетная нагрузка, Гкал/ч			
		м ²	%	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Всего:	139	111902	100	10.66		2.32	12.98
Жилые:	118	94187	84	8.756		2.10	10.86
- Жилой дом	69	4418	4	0.606		0.129	0.73
- Многокв. дом	49	89769	80	8.150		1.972	10.12
Нежилые:	21	17716	16	1.90		0.22	2.12
- Общественные	21	17716	16	1.901		0.222	2.12
- Производственные							

Распределение жилых зданий по этажности представлено в *Табл. 5В-2*: всего - 118 зд. (94187 м²), в т.ч. 1 этажн. - 69 зд. (4418 м², 5%), 2 этажн. - 19 зд. (9483 м², 10%), 3 этажн. - 8 зд. (7898 м², 8%), 4 этажн. - 3 зд. (5606 м², 6%), 5 этажн. - 19 зд. (66782 м², 71%).

Табл. 5В-2

Характеристики жилых зданий по этажности

Система, этажность	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-//-, %	Кол-во жителей, чел	-//-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего	118	94187	100	3131	100	30.1
1	69	4418	5	192	6	23.0

2	19	9483	10	365	12	26.0
3	8	7898	8	241	8	32.8
4	3	5606	6	215	7	26.1
5	19	66782	71	2118	68	31.5

Основная часть жилых зданий с централизованным теплоснабжением была построена в 70-е - 90-е (73% общей площади) годы 20-го века (см. Табл. 5В-3).

Табл. 5В-3

Характеристики жилых зданий по годам постройки

Год ввода	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего:	118	94187	100	3131	100	30.1
До 1950 г.	4	1526	2	75	2	20.3
50-е	45	11538	12	427	14	27.0
60-е	15	8068	9	271	9	29.8
70-е	6	20828	22	679	22	30.7
80-е	33	24912	26	779	25	32.0
90-е	13	24007	25	808	26	29.7
После 2000г	2	3308	4	92	3	36.0

Средняя удельная обеспеченность отапливаемой площадью в жилых зданиях составляет 30.1 м²/чел. Значение выше среднестатистического по Иркутской области (18.4 м²/чел).

Сводные тепловые характеристики по рассматриваемой системе теплоснабжения в существующем состоянии представлены в Табл. 5В-4.

Табл. 5В-4

Сводные тепловые характеристики

Тепловые характеристики	Макс., Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
"КНС"	14.19	6.84	39250	3812	43062
Потребление тепла, всего:	12.98	6.05	34676	1688	36364
в т.ч. - Жилые	10.857	5.070	29080	1526	30606
- Нежилые	2.123	0.976	5596	162	5757
Потери тепловой энергии, всего	1.21	0.80	4574	2124	6698
в т.ч. - от наружного охлаждения	1.154	0.761	4366	2028	6394
- с утечками в теплосетях	0.052	0.036	208	96	304

Подкачивающая насосная станция "ЦТП_№1"

Уточненный перечень и характеристики тепловых потребителей, подключенных к рассматриваемой системе централизованного теплоснабжения, представлены в *прил. 5*.

Общее количество и площадь отапливаемых зданий (см. *Табл. 5Г-1*): всего - 48 зд. (72686 м²), в т.ч. жилые - 43 зд. (69384 м², 95%), нежилые - 5 зд. (3302 м², 5%).

Суммарные тепловые нагрузки потребителей: всего - 8.018 Гкал/ч, в т.ч: 7.625 Гкал/ч - жилые, 0.393 Гкал/ч - нежилые. Тепловые характеристики потребителей (тепловые нагрузки и годовое потребление) определялись на основании расчетов согласно [8], при расчетных температурах наружного воздуха (см. выше *Табл. 1*). Часть тепловых нагрузок зданий принималась на основе предоставленных проектных данных и договорных нагрузок.

Табл. 5Г-1

Характеристики групп тепловых потребителей

Тип зданий	Кол-во зданий	Общая площадь		Расчетная нагрузка, Гкал/ч			
		м ²	%	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Всего:	48	72686	100	6.32		1.70	8.02
Жилые:	43	69384	95	5.953		1.67	7.63
- Жилой дом	7	367	1	0.047		0.009	0.06
- Многокв. дом	36	69017	95	5.905		1.663	7.57
Нежилые:	5	3302	5	0.37		0.02	0.39
- Общественные	5	3302	5	0.369		0.024	0.39
- Производственные							

Распределение жилых зданий по этажности представлено в *Табл. 5Г-2*: всего - 43 зд. (69384 м²), в т.ч. 1 этажн. - 7 зд. (367 м², 1%), 2 этажн. - 15 зд. (7066 м², 10%), 3 этажн. - 3 зд. (3422 м², 5%), 4 этажн. - 5 зд. (10900 м², 16%), 5 этажн. - 12 зд. (44468 м², 64%), 6 этажн. - 1 зд. (3162 м², 5%).

Табл. 5Г-2

Характеристики жилых зданий по этажности

Система, этажность	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего	43	69384	100	2492	100	27.8
1	7	367	1	13	1	28.2
2	15	7066	10	331	13	21.3
3	3	3422	5	123	5	27.8
4	5	10900	16	349	14	31.2
5	12	44468	64	1564	63	28.4
>5	1	3162	5	112	4	28.2

Основная часть жилых зданий с централизованным теплоснабжением была построена в 70-е - 80-е (63% общей площади) годы 20-го века (см. Табл. 5Г-3).

Табл. 5Г-3

Характеристики жилых зданий по годам постройки

Год ввода	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего:	43	69384	100	2492	100	27.8
До 1950 г.						
50-е						
60-е	18	11366	16	406	16	28.0
70-е	15	22642	33	878	35	25.8
80-е	5	20904	30	724	29	28.9
90-е	3	9524	14	326	13	29.2
После 2000г	2	4948	7	158	6	31.3

Средняя удельная обеспеченность отапливаемой площадью в жилых зданиях составляет 27.8 м²/чел. Значение выше среднестатистического по Иркутской области (18.4 м²/чел).

Сводные тепловые характеристики по рассматриваемой системе теплоснабжения в существующем состоянии представлены в Табл. 5Г-4.

Табл. 5Г-4

Сводные тепловые характеристики

Тепловые характеристики	Макс., Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
"ЦТП №1"	8.48	4.04	23154	2059	25213
Потребление тепла, всего:	8.02	3.73	21374	1232	22606
в т.ч. - Жилые	7.625	3.548	20353	1215	21568
- Нежилые	0.393	0.178	1021	17	1038
Потери тепловой энергии, всего	0.46	0.31	1780	827	2606
в т.ч. - от наружного охлаждения	0.438	0.297	1702	790	2492
- с утечками в теплосетях	0.019	0.014	78	36	114

Подкачивающая насосная станция "ЦТП_№2"

Уточненный перечень и характеристики тепловых потребителей, подключенных к рассматриваемой системе централизованного теплоснабжения, представлены в *прил. 5*.

Общее количество и площадь отапливаемых зданий (см. *Табл. 5Д-1*): всего - 69 зд. (32031 м²), в т.ч. жилые - 67 зд. (31357 м², 98%), нежилые - 2 зд. (675 м², 2%).

Суммарные тепловые нагрузки потребителей: всего - 3.772 Гкал/ч, в т.ч: 3.709 Гкал/ч - жилые, 0.063 Гкал/ч - нежилые. Тепловые характеристики потребителей (тепловые нагрузки и годовое потребление) определялись на основании расчетов согласно [8], при расчетных температурах наружного воздуха (см. выше *Табл. 1*). Часть тепловых нагрузок зданий принималась на основе предоставленных проектных данных и договорных нагрузок.

Табл. 5Д-1

Характеристики групп тепловых потребителей

Тип зданий	Кол-во зданий	Общая площадь		Расчетная нагрузка, Гкал/ч			
		м ²	%	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Всего:	69	32031	100	3.03		0.74	3.77
Жилые:	67	31357	98	2.970		0.74	3.71
- Жилой дом	39	2344	7	0.340		0.079	0.42
- Многокв. дом	28	29013	91	2.630		0.660	3.29
Нежилые:	2	675	2	0.06			0.06
- Общественные	2	675	2	0.063			0.06
- Производственные							

Распределение жилых зданий по этажности представлено в *Табл. 5Д-2*: всего - 67 зд. (31357 м²), в т.ч. 1 этажн. - 44 зд. (3776 м², 12%), 2 этажн. - 18 зд. (9296 м², 30%), 3 этажн. - 1 зд. (1369 м², 4%), 5 этажн. - 4 зд. (16916 м², 54%).

Табл. 5Д-2

Характеристики жилых зданий по этажности

Система, этажность	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-//-, %	Кол-во жителей, чел	-//-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего	67	31357	100	1102	100	28.5
1	44	3776	12	174	16	21.7
2	18	9296	30	354	32	26.3
3	1	1369	4	54	5	25.3
5	4	16916	54	520	47	32.5

Основная часть жилых зданий с централизованным теплоснабжением была построена в 70-е - 90-е (58% общей площади) годы 20-го века (см. Табл. 5Д-3). При этом имеется достаточное большое количество зданий постройки до 1950 г.

Табл. 5Д-3

Характеристики жилых зданий по годам постройки

Год ввода	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего:	67	31357	100	1102	100	28.5
До 1950 г.	26	6217	20	231	21	26.9
50-е	21	3201	10	145	13	22.1
60-е	12	3229	10	141	13	22.9
70-е	2	3896	12	97	9	40.2
80-е	4	9869	31	324	29	30.5
90-е	1	4724	15	160	15	29.5
После 2000г	1	223	1	4	0	55.6

Средняя удельная обеспеченность отапливаемой площадью в жилых зданиях составляет 28.5 м²/чел. Значение выше среднестатистического по Иркутской области (18.4 м²/чел).

Сводные тепловые характеристики рассматриваемой системы теплоснабжения в существующем состоянии представлены в Табл. 5Д-4.

Табл. 5Д-4

Сводные тепловые характеристики

Тепловые характеристики	Макс., Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
"ЦТП_№2"	4.47	2.19	12588	1705	14293
Потребление тепла, всего:	3.77	1.76	10071	537	10609
<i>в т.ч. - Жилые</i>	<i>3.709</i>	<i>1.731</i>	<i>9927</i>	<i>537</i>	<i>10464</i>
<i>- Нежилые</i>	<i>0.063</i>	<i>0.025</i>	<i>144</i>	<i>0</i>	<i>144</i>
Потери тепловой энергии, всего	0.70	0.44	2517	1168	3685
<i>в т.ч. - от наружного охлаждения</i>	<i>0.673</i>	<i>0.422</i>	<i>2421</i>	<i>1124</i>	<i>3545</i>
<i>- с утечками в теплосетях</i>	<i>0.024</i>	<i>0.017</i>	<i>95</i>	<i>44</i>	<i>139</i>

Подкачивающая насосная станция "ЦТП_№3"

Уточненный перечень и характеристики тепловых потребителей, подключенных к рассматриваемой системе централизованного теплоснабжения, представлены в *прил. 5*.

Общее количество и площадь отапливаемых зданий (см. *Табл. 5E-1*): всего - 31 зд. (44683 м²), в т.ч. жилые - 27 зд. (39912 м², 89%), нежилые - 4 зд. (4771 м², 11%).

Суммарные тепловые нагрузки потребителей: всего - 5.440 Гкал/ч, в т.ч: 4.648 Гкал/ч - жилые, 0.791 Гкал/ч - нежилые. Тепловые характеристики потребителей (тепловые нагрузки и годовое потребление) определялись на основании расчетов согласно [8], при расчетных температурах наружного воздуха (см. выше *Табл. 1*). Часть тепловых нагрузок зданий принималась на основе предоставленных проектных данных и договорных нагрузок.

Табл. 5E-1

Характеристики групп тепловых потребителей

Тип зданий	Кол-во зданий	Общая площадь		Расчетная нагрузка, Гкал/ч			
		м ²	%	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Всего:	31	44683	100	4.33		1.11	5.44
Жилые:	27	39912	89	3.690		0.96	4.65
- Жилой дом	1	69	0	0.011		0.003	0.01
- Многокв. дом	26	39843	89	3.679		0.956	4.64
Нежилые:	4	4771	11	0.64		0.15	0.79
- Общественные	4	4771	11	0.639		0.152	0.79
- Производственные							

Распределение жилых зданий по этажности представлено в *Табл. 5E-2*: всего - 27 зд. (39912 м²), в т.ч. 1 этажн. - 1 зд. (69 м², 0%), 2 этажн. - 16 зд. (8396 м², 21%), 3 этажн. - 1 зд. (1037 м², 3%), 4 этажн. - 4 зд. (7749 м², 19%), 5 этажн. - 5 зд. (22661 м², 57%).

Табл. 5E-2

Характеристики жилых зданий по этажности

Система, этажность	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего	27	39912	100	1429	100	27.9
1	1	69	0	4	0	17.4
2	16	8396	21	347	24	24.2
3	1	1037	3	37	3	28.0
4	4	7749	19	270	19	28.7
5	5	22661	57	771	54	29.4

Основная часть жилых зданий с централизованным теплоснабжением была построена в 60-е, 80-е и 90-е (81% общей площади) годы 20-го века (см. Табл. 5Е-3). 13% зданий построены после 2000г.

Табл. 5Е-3

Характеристики жилых зданий по годам постройки

Год ввода	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего:	27	39912	100	1429	100	27.9
До 1950 г.						
50-е	4	2250	6	95	7	23.7
60-е	17	14931	37	559	39	26.7
70-е						
80-е	3	9459	24	320	22	29.6
90-е	2	7893	20	273	19	28.9
После 2000г	1	5378	13	182	13	29.6

Средняя удельная обеспеченность отапливаемой площадью в жилых зданиях составляет 27.9 м²/чел. Значение выше среднестатистического по Иркутской области (18.4 м²/чел).

Сводные тепловые характеристики рассматриваемой системы теплоснабжения в существующем состоянии представлены в Табл. 5Е-4.

Табл. 5Е-4

Сводные тепловые характеристики

Тепловые характеристики	Макс., Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
"ЦТП_№3"	6.08	3.07	17609	2240	18538
Потребление тепла, всего:	5.44	2.53	14524	807	15332
в т.ч. - Жилые	4.648	2.167	12430	697	13126
- Нежилые	0.791	0.365	2095	111	2206
Потери тепловой энергии, всего	0.64	0.54	3085	1433	3207
в т.ч. - от наружного охлаждения	0.469	0.367	2105	978	3083
- с утечками в теплосетях	0.019	0.015	85	39	124

Подкачивающая насосная станция "ЦТП_№4"

Уточненный перечень и характеристики тепловых потребителей, подключенных к рассматриваемой системе централизованного теплоснабжения, представлены в прил. 5.

Общее количество и площадь отапливаемых зданий (см. Табл. 5Ж-1): всего - 96 зд. (100734 м²), в т.ч. жилые - 51 зд. (69810 м², 69%), нежилые - 45 зд. (30924 м², 31%).

Суммарные тепловые нагрузки потребителей: всего - 11.869 Гкал/ч, в т.ч: 7.591 Гкал/ч - жилые, 4.278 Гкал/ч - нежилые. Тепловые характеристики потребителей (тепловые нагрузки и годовое потребление) определялись на основании расчетов согласно [8], при расчетных температурах наружного воздуха (см. выше *Табл. 1*). Часть тепловых нагрузок зданий принималась на основе предоставленных проектных данных и договорных нагрузок.

Табл. 5Ж-1

Характеристики групп тепловых потребителей

Тип зданий	Кол-во зданий	Общая площадь		Расчетная нагрузка, Гкал/ч			
		м2	%	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Всего:	96	100734	100	9.84		2.03	11.87
Жилые:	51	69810	69	6.126		1.46	7.59
- Жилой дом	17	1725	2	0.238		0.042	0.28
- Многокв. дом	34	68084	68	5.888		1.423	7.31
Нежилые:	45	30924	31	3.71		0.56	4.28
- Общественные	45	30924	31	3.714		0.564	4.28
- Производственные							

Распределение жилых зданий по этажности представлено в *Табл. 5Ж-2*: всего - 51 зд. (69810 м2), в т.ч. 1 этажн. - 20 зд. (2847 м2, 4%), 2 этажн. - 12 зд. (7630 м2, 11%), 5 этажн. - 19 зд. (59333 м2, 85%).

Табл. 5Ж-2

Характеристики жилых зданий по этажности

Система, этажность	Кол-во зданий	Общая площадь, м2	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м2/чел
Всего	51	69810	100	2183	100	32.0
1	20	2847	4	100	5	28.5
2	12	7630	11	246	11	31.0
5	19	59333	85	1837	84	32.3

Основная часть жилых зданий с централизованным теплоснабжением была построена в 80-е и 90-е (67% общей площади) годы 20-го века (см. *Табл. 5Ж-3*).

Табл. 5Ж-3

Характеристики жилых зданий по годам постройки

Год ввода	Кол-во зданий	Общая площадь, м2	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м2/чел
Всего:	51	69810	100	2183	100	32.0
До 1950 г.	10	2688	4	84	4	32.0
50-е	14	5446	8	184	8	29.6
60-е						
70-е	4	14599	21	412	19	35.4
80-е	11	20524	29	612	28	33.5
90-е	12	26553	38	891	41	29.8
После 2000г						

Средняя удельная обеспеченность отапливаемой площадью в жилых зданиях составляет $32.0 \text{ м}^2/\text{чел.}$ Значение выше среднестатистического по Иркутской области ($18.4 \text{ м}^2/\text{чел.}$).

Сводные тепловые характеристики рассматриваемой системы теплоснабжения в существующем состоянии представлены в Табл. 5Ж-4.

Табл. 5Ж-4

Сводные тепловые характеристики

Тепловые характеристики	Макс., Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
"ЦТП_№4"	13.33	6.55	37563	4482	40022
Потребление тепла, всего:	11.87	5.42	31084	1474	32558
в т.ч. - Жилые	7.591	3.545	20335	1064	21399
- Нежилые	4.278	1.874	10750	410	11159
Потери тепловой энергии, всего	1.46	1.13	6478	3009	7464
в т.ч. - от наружного охлаждения	1.165	0.853	4889	2270	7159
- с утечками в теплосетях	0.049	0.036	208	97	305

Западная часть.

Котельная "№1"

Уточненный перечень и характеристики тепловых потребителей, подключенных к рассматриваемой системе централизованного теплоснабжения, представлены в *прил. 5*.

Общее количество и площадь отапливаемых зданий (см. *Табл. 5К-1*): всего - 62 зд. (63792 м²), в т.ч. жилые - 22 зд. (34413 м², 54%), нежилые - 40 зд. (29380 м², 46%).

Суммарные тепловые нагрузки потребителей: всего - 6.579 Гкал/ч, в т.ч. 3.045 Гкал/ч - жилые, 3.534 Гкал/ч - нежилые. Тепловые характеристики потребителей (тепловые нагрузки и годовое потребление) определялись на основании расчетов согласно [8], при расчетных температурах наружного воздуха (см. выше *Табл. 1*). Часть тепловых нагрузок зданий принималась на основе предоставленных проектных данных и договорных нагрузок.

Табл. 5К-1

Характеристики групп тепловых потребителей

Тип зданий	Кол-во зданий	Общая площадь		Расчетная нагрузка, Гкал/ч			
		м ²	%	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Всего:	62	63792	100	5.78		0.79	6.58
Жилые:	22	34413	54	2.321		0.72	3.04
- Жилой дом	5	507	1	0.053		0.010	0.06
- Многокв. дом	17	33906	53	2.268		0.714	2.98
Нежилые:	40	29380	46	3.46		0.07	3.53
- Общественные	40	29380	46	3.464		0.070	3.53
- Производственные							

Распределение жилых зданий по этажности представлено в *Табл. 5К-2*: всего - 22 зд. (34413 м²), в т.ч. 1 этажн. - 5 зд. (507 м², 1%), 2 этажн. - 8 зд. (4397 м², 13%), 5 этажн. - 9 зд. (29509 м², 86%).

Табл. 5К-2

Характеристики жилых зданий по этажности

Система, этажность	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего	22	34413	100	1079	100	31.9
1	5	507	1	15	1	33.8
2	8	4397	13	121	11	36.3
5	9	29509	86	943	87	31.3

Основная часть жилых зданий с централизованным теплоснабжением была построена в 70-е - 90-е (62% общей площади) годы 20-го века (см. Табл. 5К-3), 17 % зданий построены после 2000 г.

Табл. 5К-3

Характеристики жилых зданий по годам постройки

Год ввода	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего:	22	34413	100	1079	100	31.9
До 1950 г.	1	115	0	4	0	28.7
50-е	11	4153	12	120	11	34.6
60-е	2	3051	9	97	9	31.4
70-е	3	8407	24	312	29	26.9
80-е	3	8545	25	260	24	32.9
90-е	1	4386	13	166	15	26.4
После 2000г	1	5757	17	120	11	48.0

Средняя удельная обеспеченность отапливаемой площадью в жилых зданиях составляет 31.9 м²/чел. Значение выше среднестатистического по Иркутской области (18.4 м²/чел).

Сводные тепловые характеристики рассматриваемой системы теплоснабжения в существующем состоянии представлены в Табл. 5К-4.

Табл. 5К-4

Сводные тепловые характеристики

Тепловые характеристики	Макс., Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
"№1"	7.92	3.74	21458	0	22035
Потребление тепла, всего:	6.58	2.97	17032	0	17609
в т.ч. - Жилые	3.045	1.413	8107	0	8633
- Нежилые	3.534	1.556	8924	0	8975
Потери тепловой энергии, всего	1.34	0.77	4427	0	4427
в т.ч. - от наружного охлаждения	1.291	0.738	4236	0	4236
- с утечками в теплосетях	0.047	0.033	191	0	191

Котельная "№3"

Уточненный перечень и характеристики тепловых потребителей, подключенных к рассматриваемой системе централизованного теплоснабжения, представлены в *прил. 5*.

Общее количество и площадь отапливаемых зданий (см. *Табл. 5М-1*): всего - 57 зд. (98630 м²), в т.ч. жилые - 44 зд. (82472 м², 84%), нежилые - 13 зд. (16159 м², 16%).

Суммарные тепловые нагрузки потребителей: всего - 11.887 Гкал/ч, в т.ч: 9.656 Гкал/ч - жилые, 2.231 Гкал/ч - нежилые. Тепловые характеристики потребителей (тепловые нагрузки и годовое потребление) определялись на основании расчетов согласно [8], при расчетных температурах наружного воздуха (см. выше *Табл. 1*). Часть тепловых нагрузок зданий принималась на основе предоставленных проектных данных и договорных нагрузок.

Табл. 5М-1

Характеристики групп тепловых потребителей

Тип зданий	Кол-во зданий	Общая площадь		Расчетная нагрузка, Гкал/ч			
		м ²	%	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Всего:	57	98630	100	9.38		2.51	11.89
Жилые:	44	82472	84	7.764		1.89	9.66
- Жилой дом	17	1745	2	0.238		0.037	0.28
- Многокв. дом	27	80727	82	7.525		1.855	9.38
Нежилые:	13	16159	16	1.62		0.62	2.23
- Общественные	13	16159	16	1.616		0.615	2.23
- Производственные							

Распределение жилых зданий по этажности представлено в *Табл. 5М-2*: всего - 44 зд. (82472 м²), в т.ч. 1 этажн. - 18 зд. (2074 м², 3%), 2 этажн. - 3 зд. (2791 м², 3%), 5 этажн. - 22 зд. (75677 м², 92%), 9 этажн. - 1 зд. (1930 м², 2%).

Табл. 5М-2

Характеристики жилых зданий по этажности

Система, этажность	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-//-, %	Кол-во жителей, чел	-//-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего	44	82472	100	2820	100	29.2
1	18	2074	3	58	2	35.8
2	3	2791	3	35	1	79.7
5	22	75677	92	2653	94	28.5
>5	1	1930	2	74	3	26.1

Основная часть жилых зданий с централизованным теплоснабжением была построена в 70-е (89% общей площади) годы 20-го века (см. Табл. 5М-3), 3 % зданий построены после 2000 г.

Табл. 5М-3

Характеристики жилых зданий по годам постройки

Год ввода	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего:	44	82472	100	2820	100	29.2
До 1950 г.						
50-е						
60-е						
70-е	26	73757	89	2593	92	28.4
80-е	14	1549	2	48	2	32.3
90-е	1	4375	5	144	5	30.4
После 2000г	3	2791	3	35	1	79.7

Средняя удельная обеспеченность отапливаемой площадью в жилых зданиях составляет 29.2 м²/чел. Значение выше среднестатистического по Иркутской области (18.4 м²/чел).

Сводные тепловые характеристики рассматриваемой системы теплоснабжения в существующем состоянии представлены в Табл. 5М-4.

Табл. 5М-4

Сводные тепловые характеристики

Тепловые характеристики	Макс., Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
"№3"	13.04	6.14	35208	3527	38735
Потребление тепла, всего:	11.89	5.50	31534	1822	33355
в т.ч. - Жилые	9.656	4.507	25855	1375	27230
- Нежилые	2.231	0.990	5679	447	6126
Потери тепловой энергии, всего	1.16	0.64	3674	1705	5379
в т.ч. - от наружного охлаждения	1.110	0.612	3511	1629	5140
- с утечками в теплосетях	0.046	0.028	163	76	239

Котельная "№4"

Уточненный перечень и характеристики тепловых потребителей, подключенных к рассматриваемой системе централизованного теплоснабжения, представлены в *прил. 5*.

Общее количество и площадь отапливаемых зданий (см. *Табл. 5Н-1*): всего - 38 зд. (11006 м²), в т.ч. жилые - 34 зд. (4346 м², 39%), нежилые - 4 зд. (6660 м², 61%).

Суммарные тепловые нагрузки потребителей: всего - 1.283 Гкал/ч, в т.ч: 0.661 Гкал/ч - жилые, 0.621 Гкал/ч - нежилые. Тепловые характеристики потребителей (тепловые нагрузки и годовое потребление) определялись на основании расчетов согласно [8], при расчетных температурах наружного воздуха (см. выше *Табл. 1*). Часть тепловых нагрузок зданий принималась на основе предоставленных проектных данных и договорных нагрузок.

Табл. 5Н-1

Характеристики групп тепловых потребителей

Тип зданий	Кол-во зданий	Общая площадь		Расчетная нагрузка, Гкал/ч			
		м ²	%	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Всего:	38	11006	100	1.17		0.12	1.28
Жилые:	34	4346	39	0.568		0.09	0.66
- Жилой дом	34	4346	39	0.568		0.093	0.66
- Многокв. дом							
Нежилые:	4	6660	61	0.60		0.02	0.62
- Общественные	4	6660	61	0.599		0.022	0.62
- Производственные							

Распределение жилых зданий по этажности представлено в *Табл. 5Н-2*: всего - 34 зд. (4346 м²), в т.ч. 1 этажн. - 18 зд. (1624 м², 37%), 2 этажн. - 16 зд. (2722 м², 63%).

Табл. 5Н-2

Характеристики жилых зданий по этажности

Система, этажность	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-//-, %	Кол-во жителей, чел	-//-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего	34	4346	100	139	100	31.3
1	18	1624	37	60	43	27.1
2	16	2723	63	79	57	34.5

Основная часть жилых зданий с централизованным теплоснабжением была построена в 90-е (73% общей площади) годы 20-го века (см. *Табл. 5Н-3*), 9 % зданий построены после 2000 г.

Характеристики жилых зданий по годам постройки

Год ввода	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего:	34	4346	100	139	100	31.3
До 1950 г.	1	100	2	2	1	50.0
50-е	1	79	2	1	1	78.6
60-е	4	309	7	18	13	17.2
70-е	2	178	4	3	2	59.3
80-е	1	128	3	3	2	42.6
90-е	22	3176	73	106	76	30.0
После 2000г	3	377	9	6	4	62.9

Средняя удельная обеспеченность отапливаемой площадью в жилых зданиях составляет 31.3 м²/чел. Значение выше среднестатистического по Иркутской области (18.4 м²/чел).

Сводные тепловые характеристики рассматриваемой системы теплоснабжения в существующем состоянии представлены в Табл. 5Н-4.

Табл. 5Н-4

Сводные тепловые характеристики

Тепловые характеристики	Макс., Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
"№4"	1.88	0.95	5431	0	5515
Потребление тепла, всего:	1.28	0.59	3359	0	3442
в т.ч. - Жилые	0.661	0.311	1784	0	1852
- Нежилые	0.621	0.275	1575	0	1591
Потери тепловой энергии, всего	0.60	0.36	2073	0	2073
в т.ч. - от наружного охлаждения	0.587	0.353	2022	0	2022
- с утечками в теплосетях	0.012	0.009	50	0	50

Котельная "№7"

Уточненный перечень и характеристики тепловых потребителей, подключенных к рассматриваемой системе централизованного теплоснабжения, представлены в *прил. 5*.

Общее количество и площадь отапливаемых зданий (см. *Табл. 50-1*): всего - 15 зд. (1462 м²), в т.ч. жилые - 14 зд. (1384 м², 95%), нежилые - 1 зд. (78 м², 5%).

Суммарные тепловые нагрузки потребителей: всего - 0.228 Гкал/ч, в т.ч: 0.215 Гкал/ч - жилые, 0.013 Гкал/ч - нежилые. Тепловые характеристики потребителей (тепловые нагрузки и годовое потребление) определялись на основании расчетов согласно [8], при расчетных температурах наружного воздуха (см. выше *Табл. 1*). Часть тепловых нагрузок зданий принималась на основе предоставленных проектных данных и договорных нагрузок.

Табл. 50-1

Характеристики групп тепловых потребителей

Тип зданий	Кол-во зданий	Общая площадь		Расчетная нагрузка, Гкал/ч			
		м ²	%	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Всего:	15	1462	100	0.20		0.03	0.23
Жилые:	14	1384	95	0.185		0.03	0.21
- Жилой дом	12	992	68	0.139		0.021	0.16
- Многокв. дом	2	393	27	0.047		0.008	0.05
Нежилые:	1	78	5	0.01		0.00	0.01
- Общественные	1	78	5	0.012		0.000	0.01
- Производственные							

Распределение жилых зданий по этажности представлено в *Табл. 50-2*: всего - 14 зд. - 1 этажн. (1384 м²).

Табл. 50-2

Характеристики жилых зданий по этажности

Система, этажность	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-//-, %	Кол-во жителей, чел	-//-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего	14	1384	100	44	100	31.5
1	14	1384	100	44	100	31.5

Основная часть жилых зданий с централизованным теплоснабжением была построена в 60-е – 80-е (92% общей площади) годы 20-го века (см. *Табл. 50-3*).

Характеристики жилых зданий по годам постройки

Год ввода	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего:	14	1384	100	44	100	31.5
До 1950 г.						
50-е						
60-е	4	376	27	10	23	37.6
70-е	5	431	31	14	32	30.8
80-е	4	470	34	17	39	27.7
90-е	1	107	8	3	7	35.6
После 2000г						

Средняя удельная обеспеченность отапливаемой площадью в жилых зданиях составляет 31.5 м²/чел. Значение выше среднестатистического по Иркутской области (18.4 м²/чел).

Сводные тепловые характеристики рассматриваемой системы теплоснабжения в существующем состоянии представлены в Табл. 50-4.

Табл. 50-4

Сводные тепловые характеристики

Тепловые характеристики	Макс., Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
"№7"	0.39	0.22	1244	0	1266
Потребление тепла, всего:	0.23	0.11	613	0	635
в т.ч. - Жилые	0.215	0.101	579	0	601
- Нежилые	0.013	0.006	34	0	34
Потери тепловой энергии, всего	0.16	0.11	631	0	631
в т.ч. - от наружного охлаждения	0.159	0.108	620	0	620
- с утечками в теплосетях	0.003	0.002	11	0	11

Котельная "№8"

Уточненный перечень и характеристики тепловых потребителей, подключенных к рассматриваемой системе централизованного теплоснабжения, представлены в *прил. 5*.

Общее количество и площадь отапливаемых зданий (см. *Табл. 5П-1*): всего - 4 зд. - нежилые (1535 м²).

Суммарные тепловые нагрузки потребителей: всего - 0.219 Гкал/ч, в т.ч: 0 Гкал/ч - жилые, 0.219 Гкал/ч - нежилые. Тепловые характеристики потребителей (тепловые нагрузки и годовое потребление) определялись на основании расчетов согласно [8], при расчетных температурах наружного воздуха (см. выше *Табл. 1*). Часть тепловых нагрузок зданий принималась на основе предоставленных проектных данных и договорных нагрузок.

Табл. 5П-1

Характеристики групп тепловых потребителей

Тип зданий	Кол-во зданий	Общая площадь		Расчетная нагрузка, Гкал/ч			
		м ²	%	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Всего:	4	1535	100	0.20		0.02	0.22
Жилые:							
- Жилой дом							
- Многокв. дом							
Нежилые:	4	1535	100	0.20		0.02	0.22
- Общественные	4	1535	100	0.195		0.024	0.22
- Производственные							

Сводные тепловые характеристики рассматриваемой системы теплоснабжения в существующем состоянии представлены в *Табл. 5П-2*.

Табл. 5П-2

Сводные тепловые характеристики

Тепловые характеристики	Макс., Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
"№8"	0.24	0.12	681	0	698
Потребление тепла, всего:	0.22	0.10	601	0	618
в т.ч. - Жилые	0.000	0.000	0	0	0
- Нежилые	0.219	0.105	601	0	618
Потери тепловой энергии, всего	0.02	0.01	80	0	80
в т.ч. - от наружного охлаждения	0.020	0.014	79	0	79
- с утечками в теплосетях	0.000	0.000	1	0	1

Котельная "№9"

Уточненный перечень и характеристики тепловых потребителей, подключенных к рассматриваемой системе централизованного теплоснабжения, представлены в *прил. 5*.

Общее количество и площадь отапливаемых зданий (см. *Табл. 5P-1*): всего - 28 зд. (7197 м²), в т.ч. жилые - 23 зд. (3137 м², 44%), нежилые - 5 зд. (4060 м², 56%).

Суммарные тепловые нагрузки потребителей: всего - 0.925 Гкал/ч, в т.ч: 0.462 Гкал/ч - жилые, 0.463 Гкал/ч - нежилые. Тепловые характеристики потребителей (тепловые нагрузки и годовое потребление) определялись на основании расчетов согласно [8], при расчетных температурах наружного воздуха (см. выше *Табл. 1*). Часть тепловых нагрузок зданий принималась на основе предоставленных проектных данных и договорных нагрузок.

Табл. 5P-1

Характеристики групп тепловых потребителей

Тип зданий	Кол-во зданий	Общая площадь		Расчетная нагрузка, Гкал/ч			
		м ²	%	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Всего:	28	7197	100	0.78		0.14	0.92
Жилые:	23	3137	44	0.391		0.07	0.46
- Жилой дом	23	3137	44	0.391		0.070	0.46
- Многокв. дом							
Нежилые:	5	4060	56	0.39		0.07	0.46
- Общественные	5	4060	56	0.392		0.071	0.46
- Производственные							

Распределение жилых зданий по этажности представлено в *Табл. 5P-2*: всего - 23 зд. (3137 м²), в т.ч. 1 этажн. - 22 зд. (2949 м², 94%), 2 этажн. - 1 зд. (188 м², 6%).

Табл. 5P-2

Характеристики жилых зданий по этажности

Система, этажность	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-//-, %	Кол-во жителей, чел	-//-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего	23	3137	100	105	100	29.9
1	22	2950	94	97	92	30.4
2	1	188	6	8	8	23.5

Основная часть жилых зданий с централизованным теплоснабжением была построена в 90-е (95% общей площади) годы 20-го века (см. *Табл. 5P-3*).

Характеристики жилых зданий по годам постройки

Год ввода	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удель. обесп., м ² /чел
Всего:	23	3137	100	105	100	29.9
До 1950 г.						
50-е						
60-е	1	47	1	2	2	23.4
70-е						
80-е						
90-е	20	2968	95	100	95	29.7
После 2000г	2	122	4	3	3	40.7

Средняя удельная обеспеченность отапливаемой площадью в жилых зданиях составляет 29.9 м²/чел. Значение выше среднестатистического по Иркутской области (18.4 м²/чел).

Сводные тепловые характеристики рассматриваемой системы теплоснабжения в существующем состоянии представлены в Табл. 5Р-4.

Табл. 5Р-4

Сводные тепловые характеристики

Тепловые характеристики	Макс., Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
"№9"	1.15	0.57	3284	0	3387
Потребление тепла, всего:	0.92	0.42	2410	0	2513
в т.ч. - Жилые	0.462	0.217	1243	0	1294
- Нежилые	0.463	0.203	1167	0	1219
Потери тепловой энергии, всего	0.23	0.15	874	0	874
в т.ч. - от наружного охлаждения	0.221	0.148	851	0	851
- с утечками в теплосетях	0.006	0.004	23	0	23

Котельная "№12"

Уточненный перечень и характеристики тепловых потребителей, подключенных к рассматриваемой системе централизованного теплоснабжения, представлены в *прил. 5*.

Общее количество и площадь отапливаемых зданий (см. *Табл. 5С-1*): всего - 1 жилое здание (2475 м²). Здание построено в 1976 г. Суммарная тепловая нагрузка здания - 0.297 Гкал/ч.

Табл. 5С-1

Характеристики групп тепловых потребителей

Тип зданий	Кол-во зданий	Общая площадь		Расчетная нагрузка, Гкал/ч			
		м ²	%	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Всего:	1	2475	100	0.22		0.08	0.30
Жилые:	1	2475	100	0.220		0.08	0.30
- Жилой дом							
- Многокв. дом	1	2475	100	0.220		0.077	0.30

Характеристики жилого здания представлены в *Табл. 5С-2*.

Табл. 5С-2

Характеристики жилых зданий по этажности

Система, этажность	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-/-, %	Кол-во жителей, чел	-/-, %	Удельн. обесп., м ² /чел
Всего	1	2475	100	115	100	21.5
4	1	2475	100	115	100	21.5

Средняя удельная обеспеченность отапливаемой площадью в жилых зданиях составляет 21.5 м²/чел. Значение выше среднестатистического по Иркутской области (18.4 м²/чел).

Сводные тепловые характеристики рассматриваемой системы теплоснабжения в существующем состоянии представлены в *Табл. 5С-3*.

Табл. 5С-3

Сводные тепловые характеристики

Тепловые характеристики	Макс., Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
"№12"	0.30	0.14	790	0	846
Потребление тепла, всего:	0.30	0.14	788	0	844
в т.ч. - Жилые	0.297	0.137	788	0	844
- Нежилые	0.000	0.000	0	0	0
Потери тепловой энергии, всего	0.00	0.00	2	0	2
в т.ч. - от наружного охлаждения	0.001	0.000	2	0	2
- с утечками в теплосетях	0.000	0.000	0	0	0

Котельная "№13"

Уточненный перечень и характеристики тепловых потребителей, подключенных к рассматриваемой системе централизованного теплоснабжения, представлены в *прил. 5*.

Общее количество и площадь отапливаемых зданий (см. *Табл. 5Т-1*): всего - 1 нежилое здание (1320 м²). Здание кирпичное, построено в 1973 г. Общая тепловая нагрузка - 0.122 Гкал/ч.

Табл. 5Т-1

Характеристики групп тепловых потребителей

Тип зданий	Кол-во зданий	Общая площадь		Расчетная нагрузка, Гкал/ч			
		м ²	%	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Всего:	1	1320	100	0.12		0.00	0.12
Нежилые:	1	1320	100	0.12		0.00	0.12
- <i>Общественные</i>	<i>1</i>	<i>1320</i>	<i>100</i>	<i>0.121</i>		<i>0.001</i>	<i>0.12</i>
- <i>Производственные</i>							

Сводные тепловые характеристики рассматриваемой системы теплоснабжения в существующем состоянии представлены в *Табл. 5Т-4*.

Табл. 5Т-4

Сводные тепловые характеристики

Тепловые характеристики	Макс., Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	От. период Гкал/пер	Лето Гкал/пер	Год, Гкал/год
"№13"	0.13	0.06	365	0	366
Потребление тепла, всего:	0.12	0.06	323	0	324
<i>в т.ч. - Жилые</i>	<i>0.000</i>	<i>0.000</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
- <i>Нежилые</i>	<i>0.122</i>	<i>0.056</i>	<i>323</i>	<i>0</i>	<i>324</i>
Потери тепловой энергии, всего	0.01	0.01	42	0	42
<i>в т.ч. - от наружного охлаждения</i>	<i>0.011</i>	<i>0.007</i>	<i>41</i>	<i>0</i>	<i>41</i>
- <i>с утечками в теплосетях</i>	<i>0.000</i>	<i>0.000</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>

1.6 БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Балансы расчетной, установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто по котельным представлены в *Табл.6-1*.

Табл.6-1

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки, Гкал/ч

Теплоисточник	Установл. мощность	Располаг. мощность	Собств. нужды	Мощность нетто	Потери в сетях	Нагрузка потре- бителей	Резерв (дефицит), мощности нетто, %
Восточная часть:							
<i>Ведомственные:</i>							
Кот_ЛД	17.7	17.7	0.7	17.	0.32	9.880	40.0
Западная часть:							
<i>Ведомственные:</i>							
Кот_ВД	2.6	1.9	0.062	1.838	0.23	1.780	-9.4
Кот_ДРСУ	2.28	1.6	0.014	1.586	0.09	0.376	70.8
<i>Муниципальные:</i>							
Кот_№1	15.6	12.6	0.246	12.354	1.37	6.579	35.6
Кот_№2	0.48	0.48	0.011	0.469	0.00	0.358	22.9
Кот_№3	24	20	0.405	19.595	1.22	11.887	33.1
Кот_№4	4.38	3	0.058	2.942	0.61	1.283	35.8
Кот_№7	1.5	1.2	0.012	1.188	0.16	0.228	67.1
Кот_№8	1	0.8	0.007	0.793	0.02	0.219	69.6
Кот_№9	2.92	2	0.036	1.964	0.23	0.925	41.1
Кот_№12	0.48	0.32	0.009	0.311	0.00	0.297	3.9
Кот_№13	0.75	0.6	0.004	0.596	0.01	0.122	77.6
Кот_МУЗ ЗГБ	0.88	0.88	0.022	0.858	0.08	0.640	16.5
Кот_ХПП	0.6	0.6	0.006	0.594	0.03	0.157	67.9

В существующем состоянии дефицит мощности нетто отмечается только в котельной Вагонного депо (около 9 %).

Тепловая мощность нетто Ново-Зиминской ТЭЦ составляет 792.7 Гкал/ч, подключенная тепловая нагрузка, соответственно – 449.2 Гкал/ч. С учетом этого, резерв тепловой мощности нетто на ТЭЦ составит 333.5 Гкал/ч. Резерв тепловой мощности на подкачивающих насосных станциях в восточной части г. Зима определяется пропускной способностью существующей тепловой магистрали от ТЭЦ (Ду500, при температурном графике 140/70). По данным ТЭЦ максимальная пропускная способность (по тепловой энергии) данной магистрали при существующих условиях составляет 100 Гкал/ч, подключенная тепловая нагрузка – 74.2 Гкал/ч. Соответственно резерв – 25.8 Гкал/ч.

Восточная часть г. Зима

Системы теплоснабжения от НЗ ТЭЦ

Подпитка тепловых сетей от подкачивающих насосных станций восточной части г. Зима осуществляется на Ново-Зиминской ТЭЦ. На ТЭЦ имеется система химводоподготовки (двухступенчатого Н-катионирования, декарбонизации и сильноосновного анионирования) воды для энергетических котлов и подпиточной воды для подпитки тепловых сетей (подкисление и декарбонизация). Общая жесткость исходной воды около $2 \text{ мг/экв}^* \text{л}$.

По предоставленной информации производительность системы ХВО для подпитки тепловых сетей составляет 830 т/ч . Максимальная фактическая подпитка тепловых сетей на ТЭЦ составляет около 550 т/ч , в т.ч. на г. Саянск - 350 т/ч , на г. Зима – 200 т/ч . С учетом этого резерв расхода подпиточной воды для систем теплоснабжения от ТЭЦ составляет 280 т/ч . Суммарный расчетный расход подпиточной воды для систем теплоснабжения от подкачивающих насосных станций составляет 152 т/ч .

Система теплоснабжения «Локомотивное депо»

Подпитка тепловых сетей от котельной «Локомотивное депо» осуществляется водопроводной водой. В котельной имеется система водоподготовки (Na-катионирование, деаэрация) питательной воды для паровых котлов и подпиточной воды для подпитки тепловых сетей. Общая жесткость исходной воды около $2 \text{ мг/экв}^* \text{л}$.

По предоставленной информации производительности системы подготовки подпиточной воды в котельной ($20\text{-}25 \text{ т/ч}$.) достаточно для обеспечения максимальных расходов подпиточной воды для теплосетей (6 т/ч) и питательной воды для паровых котлов (6 т/ч с учетом невозврата конденсата).

Западная часть г. Зима

Системы теплоснабжения от котельных ООО «Зиматеплоэнерго»

Подпитка тепловых сетей от котельных ООО «Зиматеплоэнерго» осуществляется водопроводной водой. Подготовка подпиточной воды не производится. Общая жесткость исходной воды составляет более $2 \text{ мг/экв}^* \text{л}$.

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосетей от котельных, принадлежащих ООО «Зиматеплоэнерго» представлены в Табл. 7-1. По информации эксплуатирующей организации существующих дебетов воды в рассматриваемых котельных достаточно для обеспечения как минимум двукратного превышения расчетных максимальных расходов воды для подпитки теплосетей.

Табл. 7-1

Расчетные расходы подпиточной воды для теплосетей

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
"№1":	15.5	7.03	40325		40325
"№2":	0.3	0.13	733		733
"№3":	46.8	20.20	115840	33709	149549
"№4":	2.3	1.11	6393		6393
"№7":	0.6	0.27	1577		1577
"№8":	0.4	0.20	1129		1129
"№9":	2.7	1.20	6897		6897
"№12":	1.4	0.60	3448		3448
"№13":	0.03	0.02	119		119

Системы теплоснабжения от прочих котельных.

Подпитка тепловых сетей от других котельных западной части г. Зима также осуществляется водопроводной водой. Подготовка подпиточной воды не производится. Общая жесткость исходной воды составляет более 2 мг/экв*л. Расчетные расходы подпиточной воды для теплосетей от этих котельных представлены в Табл. 7-2. По предоставленной информации существующих дебетов воды в рассматриваемых котельных достаточно для обеспечения расчетных максимальных расходов воды для подпитки соответствующих теплосетей.

Табл. 7-2

Расчетные расходы подпиточной воды прочих котельных западной части

Теплоисточник	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	От. период т/пер	Лето т/пер	Годовые, т/год
Западная часть:					
Ведомственные:					
"Вагонное депо":	0.15	0.15	863		863
"ДРСУ":	0.33	0.17	970		970
Муниципальные:					
"МБУЗ ЗГБ":	2.31	1.00	5726		5726
"ХПП":	0.48	0.21	1180		1180

1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии

В рассматриваемых котельных г. Зима в основном сжигается каменный уголь 2-х месторождений (Глинкинский, Черемховский). Топливо доставляется на угольные склады котельных автотранспортом. На всех угольных складах котельных имеется возможность создания нормативного запаса угля.

В котельных с ркчными котлами система топливоподачи тоже ручная. С угольного склада уголь подается вручную к фронтам котлов, затем вручную забрасывается в топки котлов. Золошлакоудаление из слоевых топок котлов производится также вручную, с помощью тачки.

В котельных с механизированными котлами системы топливоподачи механизированные. С угольного склада уголь подается в приемный бункер угля через сепарационную решетку. После которой топливо по транспортерам подается в загрузочные бункера котлов, из которых уголь подается непосредственно в топки котлов. Система шлакозолоудаления также механизирована. Шлак из топок котлов сыпается в общий канал скребкового транспортера, который подает его на улицу в выгребную яму для шлака. Зола и шлак вывозятся автотранспортом на золошлаковотвал.

Фактические и расчетные годовые расходы топлива в котельных представлены в Табл. 8-1.

Табл. 8-1

Топливные балансы по котельным г. Зима

Система теплоснабжения	Уст. мощн., Гкал/ч	Расч. нагрузка, Гкал/ч	Вид топлива	Факт. расход топлива, тн/год	Расч. расход топлива, тн/год	Резервное (аварийное) топливо
Восточная часть:						
<i>Ведомственные:</i>						
"Локомотивное депо"	17.7	10.9	мазут	3500	3107	нет
Западная часть:						
<i>Ведомственные:</i>						
"Вагонное депо"	2.6	2.1	уголь	1698	1870	нет
"ДРСУ"	2.3	0.5	уголь	162	395	нет
<i>Муниципальные:</i>						
"№1"	15.6	8.2	уголь	9036	7884	нет
"№3"	24.0	13.5	уголь	14634	12869	нет
"№4"	4.4	1.9	уголь	2139	1832	нет
"№7"	1.5	0.4	уголь	547	453	нет
"№8"	1.0	0.2	уголь	316	250	нет
"№9"	2.9	1.2	уголь	1419	1125	нет
"№13"	0.8	0.1	уголь	316	131	нет
"ХПП"	0.6	0.2	уголь	170	193	нет

Фактические расходы топлива приняты на основе предоставленных данных и опроса специалистов эксплуатирующей организации. Расчетные расходы определены для существующего состояния тепловых нагрузок с учетом несанкционированного разбора воды из сетей отопления.

Заниженные (относительно расчетного) фактические расходы топлива в котельных («ДРСУ», «Вагонного депо», «ХПП») указывает на возможный «недотоп» и (или) завышенные (предоставленные) тепловые нагрузки части подключенных зданий в этой системе.

Сверхнормативный фактический расход топлива в других котельных (особенно в котельных №1 и №3) показывает на возможный «перетоп» и (или) сверхнормативные потери тепловой энергии в котельной и в сетях.

Резервного и аварийного топлива в рассматриваемых котельных нет.

1.9 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.32 раздела «Надежность».

Согласно СНиП нормативный уровень надежности схемы теплоснабжения определяется по трем показателям (критериям): вероятности безотказной работы [Р], коэффициенту готовности [Кг] и живучести [Ж].

Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы установлены СНиП 41-02-2003 для:

- источника теплоты $P_{ит} = 0.97$;
- тепловых сетей $P_{тс} = 0.9$;
- потребителя теплоты $P_{пт} = 0.99$;
- система теплоснабжения в целом $P_{снт} = 0.9 \cdot 0.97 \cdot 0.99 = 0.86$.

Заказчиком не представлена в полном объеме исходная информация для расчета показателей надежности:

- средневзвешенная частота отказов за периоды эксплуатации: от 1 до 3 лет; от 3 до 17 лет; от 17 лет и выше;
- средневзвешенная продолжительность ремонта;
- средневзвешенная продолжительность ремонта в зависимости от диаметра участка тепловой сети.

Для рассматриваемой схемы теплоснабжения минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы приняты по значениям СНиП 41-02-2003.

За прошедший отопительный период по настоящее время аварийных отключений потребителей, восстановлений теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в рассматриваемых системах теплоснабжения не наблюдалось.

Среди основных факторов, влияющих на надежность работы рассматриваемых систем теплоснабжения можно отметить:

- Физический (и частично моральный) износ основного и вспомогательного оборудования в теплоисточниках, который по отдельным котельным достигает 50% и более;
- Почти 100 %-ое отсутствие водоподготовительного оборудования в котельных,
- Низкокачественная система подготовки топлива для котельных,
- Низкий уровень оснащения котельных средствами измерений и контроля технологических параметров,
- Недостаточная автоматизация и механизация технологических процессов при выработке тепла в котельных,
- Отсутствие режимной наладки работы котлов и тепловых сетей,
- Недостаточный уровень квалификации у эксплуатирующего персонала теплоисточников,
- Наличие участков тепловых сетей с заниженными пропускными способностями,
- Разрегулировка режимов работы тепловых сетей,
- Сверхнормативные тепловые потери в сетях за счет ветхой изоляции или ее полного отсутствия.

1.10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Информация об основных технико-экономических показателях работы теплоснабжающих и теплосетевых организаций, а также информация о показателях работы отдельных систем теплоснабжения города были предоставлены Заказчиком и эксплуатирующими организациями не в полном объеме, поэтому значения некоторых показателей в данном разделе приняты экспертно.

Системы теплоснабжения восточной части г. Зима

В рассматриваемых системах теплоснабжения выработку и передачу тепловой энергии осуществляют ОАО «Иркутскэнерго» (Ново-Зиминская ТЭЦ), ООО «Энергия», ОАО «РЖД». Себестоимость выработки или передачи тепла находится в пределах от 798 руб./Гкал до 4 663 руб./Гкал.

Ново-Зиминская ТЭЦ

Ново-Зиминская ТЭЦ осуществляет продажу тепловой энергии ООО «Энергия». Основные технико-экономические показатели работы Ново-Зиминской ТЭЦ представлены в Табл. 10А-1.

Табл. 10А-1

Технико-экономические показатели филиала ОАО "Иркутскэнерго" Ново-Зиминская ТЭЦ

Показатели	Ед. изм.	Значение
Установленная мощность	Гкал/ч	832.7
Расход топлива	т/год	555528
Расход электроэнергии	тыс.кВт*ч	83209
Расход воды	тыс.м/год	2796.601
Цена топлива, уголь/мазут	руб./т	1528.51 / 11778.7
Цена электроэнергии	руб./кВт*ч	1.81
Цена воды	руб./т	9.96
Эксплуатационный персонал	чел.	404
Отпускной тариф (без НДС)	руб./Гкал	640.71

ООО «Энергия»

ООО «Энергия» является теплоснабжающей организацией в системах теплоснабжения ЦТП №№1-4 и КНС. Тепловую энергию предприятие покупает у ОАО «Иркутскэнерго» (Ново-Зиминская ТЭЦ). Основные технико-экономические показатели деятельности ООО «Энергия» представлены в *Табл. 10В-1* и *Табл. 10В-2* отдельно по каждому ЦТП и КНС и по предприятию в целом.

Значение себестоимости отпуска тепловой энергии в рассматриваемых пяти системах теплоснабжения находится в пределах, характерных для подобных систем с покупной тепловой энергией.

Отпускной тариф на тепловую энергию в течение 2012 г. года менялся – на начало года его величина составляла 811.42 руб./Гкал, на конец года – 910.08 руб./Гкал (без НДС).

Основная доля (77 %) в общей структуре затрат предприятия приходится на покупку тепловой энергии. Величина данных затрат составляет 113 148 тыс. руб.

Технико-экономические показатели работы ООО "Энергия"

Показатели	Ед. изм.	ЦТП_№1	ЦТП_№2	ЦТП_№3	ЦТП_№4	КНС	Всего
Тепловая нагрузка	Гкал/ч	10.85	5.46	6.32	8.86	16.94	55.01
Объём купного тепла	Гкал/год	-	-	-	-	-	184 688
Расход электроэнергии	тыс. кВт *ч/год	166.02	356.24	442.50	588.80	850.40	3 306
Цена купного тепла	руб./Гкал	-	-	-	-	-	612.65
Цена электроэнергии	руб./кВт*ч	-	-	-	-	-	1.76
Отпускной тариф (без НДС)	руб./Гкал	-	-	-	-	-	910.08
Эксплуатационный персонал	чел.	6	4	4	5	5	24
Отпуск тепловой энергии	Гкал/год	29 757	18 473	26 723	37 442	42 681	183 388

Структура годовых затрат ООО "Энергия"

Составляющие затрат	ЦТП_№1			ЦТП_№2			ЦТП_№3			ЦТП_№4			КНС			Всего по предприятию		
	тыс. руб в год	руб/ Гкал	%	тыс.руб в год	руб/ Гкал	%	тыс.руб в год	руб/ Гкал	%	тыс.руб в год	руб/ Гкал	%	тыс.руб в год	руб/ Гкал	%	тыс.руб в год	руб/ Гкал	%
- Фонд оплаты труда	1 223	41	6	1 149	62	8	845	32	5	1 488	40	6	1 208	28	4	4 691	25	3
- Начисления на зарплату	369	12	2	347	19	3	255	10	1	450	12	2	365	9	1	1 417	8	1
- Затраты на купное тепло	18 230	613	90	11 317	613	84	16 372	613	89	22 939	613	88	26 148	613	86	113 148	613	77
- Затраты на электроэнергию	274	9	1	588	32	4	730	27	4	972	26	4	1 403	33	5	5 827	32	4
- Затраты на ремонт (вкл. мат. и услуги стор. орг.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 029	24	3	1 029	6	1
- Амортизация	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229	1	0
- Общепроизводственные (общехозяйские) расходы	78	3	0	102	6	1	71	3	0	205	5	1	39	1	0	11 714	63	8
- Общехоз. расходы	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9 145	50	6
- Другие расходы	38	1	0	38	2	0	38	1	0	38	1	0	38	1	0	188	1	0
ВСЕГО:	20 212	679	100	13 541	733	100	18 310	685	100	26 091	697	100	30 230	708	100	147 397	798	100

ОАО "РЖД" (котельная «Кот_ЛД»)

Эксплуатацию котельной локомотивного депо осуществляет подведомственная организация ОАО «РЖД». Информация по ежегодным затратам предприятием не предоставлена. Информация о других основных показателях работы теплоисточника предоставлена частично. Итоговая обобщённая информация приведена в *Табл. 10Б-1*.

Анализ полученной информации показывает, что в целом основные технические показатели работы теплоисточника соответствуют нормативным значениям для подобных систем, использующих в качестве топлива мазут.

Высокое по сравнению с другими системами теплоснабжения значение расчётной (предполагаемой) себестоимости выработки тепловой энергии, равное 4 663 руб./Гкал, объясняется тем, что на данной котельной используется один из дорогих видов топлива – мазут.

Табл. 10Б-1

Технические показатели работы котельной «Кот_ЛД»

Показатель	Ед. изм.	Значение	
		факт	отклонение от нормы, %
Установленная мощность	Гкал/ч	17.7	-
Располагаемая мощность	Гкал/ч	17.7	-
Присоединённая нагрузка	Гкал/ч	10.9	-
Резерв располагаемой мощности	Гкал/ч	6.8	-
	%	38	-
Выработка тепловой энергии	Гкал/период	32 700	норма
КПД выработки	%	85	норма
Эксплуатационный персонал	чел.	10	норма
Производительность труда	Гкал/чел/период	3 270	норма
Расход топлива	тшт/период	4 074	норма
	тут/период	5 499	
Расход электроэнергии	тыс.кВт*ч/период	840	норма
Расход воды	т/период	28 000	норма
Удельный расход топлива	тшт/Гкал	0.12	норма
	тут/Гкал	0.17	
Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/Гкал	26	норма
Удельный расход воды	т/Гкал	1	норма

Системы теплоснабжения западной части г. Зима

В системах теплоснабжения западной части г. Зима выработку и транспортировку тепловой энергии обеспечивают ООО «Зиматеплоэнерго», ООО «Тепловик», ОАО «Дорожная служба Иркутской области», ОАО «РЖД» и ОГБУЗ «ЗГБ». Результаты анализа основных технико-экономических показателей работы теплоисточников и теплоснабжающих предприятий показывают отклонение фактических показателей от нормативных:

- КПД выработки (факт ниже нормы);
- Расход ресурсов (факт выше нормы).

В рассматриваемых системах себестоимость выработки тепловой энергии находится в пределах от 1 063 руб/Гкал (ООО «Зиматеплоэнерго») до 2 801 руб/Гкал («Кот_ДРСУ»).

ООО "Зиматеплоэнерго"

ООО «Зиматеплоэнерго» осуществляет выработку и транспорт тепловой энергии в системах теплоснабжения от котельных №№1-4, №№7-9, №12 и №13. Общая численность эксплуатирующего персонала данных теплоисточников составляет 127 чел. За 2012 г. общий расход условного топлива составил 20 422 т.у.т. Выработка тепловой энергии составила 78 675 Гкал. Средний КПД выработки по всем котельным составляет 68.3 %.

Основные технические показатели работы ООО «Зиматеплоэнерго» представлены в *Табл. 10К-1* в разрезе каждого теплоисточника и по предприятию в целом. Анализ полученной информации работы теплоисточников показывает следующее:

- КПД выработки тепловой энергии ниже нормативного на котельных №№1, 3, 4, 9 (снижение на 32, 21, 14, 3 %, соответственно);
- Расход топлива выше нормативного на котельных №№ 1, 3, 4, 9 (превышение на 37, 20, 13, 2 %, соответственно);
- Расход воды выше нормативного на котельной № 12 на 44 %;
- Численность эксплуатационного персонала на котельных №№ 4, 9 выше нормативного (превышение на 100, 10 %, соответственно).

В *Табл. 10К-2* представлена структура годовых эксплуатационных затрат в целом по предприятию. По предоставленным данным себестоимость выработки 1 Гкал тепла в целом по предприятию составила 1063 руб./Гкал.

В структуре годовых эксплуатационных затрат ООО «Зиматеплоэнерго» основную долю составляют:

- Затраты на топливо – 33 % в общей структуре затрат;
- Фонд оплаты труда с начислениями на зарплату – 31 %;
- Общехозяйственные расходы – 12 %.

Технические показатели работы теплоисточников ООО «Зиматепплоэнерго»

Показатель	Ед. изм.	Кот_№1		Кот_№2		Кот_№3		Кот_№4		Кот_№7	
		факт	откл- нение от нормы в %	факт	откл- нение от нормы в %	факт	откл- нение от нормы в %	факт	откл- нение от нормы в %	факт	откл- нение от нормы в %
Установленная мощность	Гкал/ч	15.6	-	0.5	-	24.0	-	4.4	-	1.5	-
Располагаемая мощность	Гкал/ч	12.6	-	0.5	-	20.0	-	3.0	-	1.2	-
Присоединённая нагрузка	Гкал/ч	1.3	-	0.4	-	10.1	-	1.9	-	0.2	-
Резерв располагаемой мощности	Гкал/ч	11.3	-	0.1	-	9.2	-	1.1	-	1.0	-
	%	90	-	20	-	46	-	37	-	83	-
Выработка	Гкал/период	21 253	норма	1 122	норма	40 341	норма	6 373	норма	1 903	норма
КПД выработки	%	47	-32	85	норма	56	-21	60	-14	70	норма
Эксплуатационный персонал	чел.	28	норма	5	норма	52	норма	12	100	5	норма
Производительность труда	Гкал/чел/период	759	норма	224	-17	776	норма	531	-49	381	норма
Расход топлива	т/т/период	9 036	37	-	-	14 634	20	2 139	13	547	норма
	тун/период	6 416		162	норма	10 390		1 519		388	
Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч/период	837	норма	1 320	норма	1 723	норма	275	норма	52	норма
Расход воды	м³/период	21 954	норма	1 700	норма	29 605	норма	1 473	норма	660	норма
Удельный расход топлива	т/т/Гкал	0.43	37	-	-	0.36	20	0.34	13	0.29	норма
	тун/Гкал	0.30		0.14	норма	0.26		0.24		0.20	
Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/Гкал	39	норма	45	норма	43	норма	43	норма	27	норма
Удельный расход воды	м³/Гкал	1.0	норма	1.5	норма	0.7	норма	0.2	норма	0.3	норма

Показатель	Ед. изм.	Кот. №8		Кот. №9		Кот. №12		Кот. №13		Всего по предприятию
		факт	откл.- нение от нормы в %	факт	откл.- нение от нормы в %	факт	откл.- нение от нормы в %	факт	откл.- нение от нормы в %	
Установленная мощность	Гкал/ч	1.0	-	2.9	-	0.5	-	0.8	-	51.2
Располагаемая мощность	Гкал/ч	0.8	-	2.0	-	0.5	-	0.8	-	41.4
При соединённая нагрузка	Гкал/ч	0.2	-	1.2	-	0.3	-	0.1	-	15.7
Резерв располагаемой мощности	Гкал/ч	0.6	-	0.8	-	0.2	-	0.6	-	24.9
	%	75	-	40	-	40	-	75	-	56.2
Выработка	Гкал/период	1 130	норма	4 792	норма	632	норма	1 130	норма	78 675.4
КПД выработки	%	72	норма	68	-3	85	норма	72	норма	68.3
Эксплуатационный персонал	чел.	5	норма	11	10	5	норма	4	норма	127.0
Производительность труда	Гкал/чел/период	226	норма	436	норма	126	-6	282	норма	3 741.3
Расход топлива	т/т/период	316	норма	1 419	2	-	-	316	норма	28 407.0
	т/т/период	224	норма	1 007		91	норма	224	норма	20 422.0
Расход электроэнергии	тыс. кВт *ч/период	37	норма	288	норма	743	норма	36	норма	5 311.0
Расход воды	т/период	655	норма	869	норма	3 100	44	345	норма	60 361.0
Удельный расход топлива	т/т/Гкал	0.28	норма	0.30	2	-	-	0.28	норма	0.3
	т/т/Гкал	0.20	норма	0.21		0.14	норма	0.20	норма	0.2
Удельный расход электроэнергии	кВт *ч/Гкал	33	норма	60	норма	45	норма	32	норма	40.8
	т/Гкал	0.6	норма	0.2	-69	4.9	44	0.3	норма	1.1

Структура годовых затрат ООО «Зиматеплоэнерго»

Составляющие затрат	Всего по предприятию		
	тыс.руб	руб/Гкал	%
- Фонд оплаты труда	18 145	260	24.5
- Начисления на зарплату	5 138	74	6.9
- Затраты на топливо (вкл. доставку)	24 352	349	32.8
- Затраты на электроэнергию	6 934	99	9.3
- Затраты на воду	216	3	0.3
- Затраты на ремонт (вкл. мат. и услуги стор. орг.)	2 981	43	4.0
- Амортизационные отчисления	665	10	0.9
- Платежи за выбросы	124	2	0.2
- Общепроизводственные (общесеховые) расходы	6 555	94	8.8
- Общехозяйственные расходы	9 095	130	12.3
- Другие расходы	0.0	0.0	0.0
ВСЕГО:	74 204	1 063	-

ООО «Тепловик» (котельная «Кот_ХПП»)

Эксплуатацию котельной «Кот_ХПП» осуществляет ООО «Тепловик». Информация об основных технических и экономических показателях работы теплоисточника представлена в Табл. 10Ф-1 и Табл. 10Ф-2.

Табл. 10Ф-1

Технические показатели работы котельной «Кот_ХПП»

Показатель	Ед. изм.	Значение	
		факт	норма или отклонение от нормы в %
Установленная мощность	Гкал/ч	0.6	-
Располагаемая мощность	Гкал/ч	0.6	-
Присоединённая нагрузка	Гкал/ч	0.2	-
Резерв располагаемой мощности	Гкал/ч	0.4	-
	%	67	-
нагрузкой)	Гкал/период	470	норма
КПД выработки	%	37	-50
Эксплуатационный персонал	чел.	4	норма
Производительность труда	Гкал/чел/период	117	норма
Расход топлива	тнт/период	214	57
	тут/период	180	
Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч/период	68	норма
Расход воды	т/период	307	норма
Удельный расход топлива	тнт/Гкал	0.45	57
	тут/Гкал	0.38	
Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/Гкал	145	21
Удельный расход воды	т/Гкал	0.7	норма

Анализ полученной информации работы данного теплоисточника показывает, следующее:

- КПД выработки тепловой энергии ниже нормативного на 50 %;
- Расход топлива выше нормативного на 57 %;
- Расход электроэнергии выше нормативного на 21 %.

Информация о ежегодных затратах предприятия на функционирование данной системы теплоснабжения представлена в Табл. 1.27.

Основными статьями ежегодных затрат являются следующие статьи:

- Фонд оплаты труда с начислениями – 30 %;
- Затраты на топливо – 19.6 %;
- Затраты на ремонт (включая материалы и услуги сторонних организаций) – 17.2 %.

Себестоимость выработки тепловой энергии составляет 2 720 руб./Гкал.

Экономические показатели работы котельной «Кот_ХПП»

Составляющие затрат	Всего по котельной "Кот_ХПП"		
	тыс.руб	руб/Гкал	%
- Фонд оплаты труда	294	625	23.0
- Начисления на зарплату	89	189	6.9
- Затраты на топливо <i>(вкл. доставку)</i>	251	533	19.6
- Затраты на электроэнергию	137	292	10.7
- Затраты на воду	7	16	0.6
- Затраты на ремонт <i>(вкл. мат. и услуги стор. орг.)</i>	220	469	17.2
- Амортизационные отчисления	-	-	-
- Общепроизводственные (общехозяйственные) расходы	96	203	7.5
- Общехозяйственные расходы	164	348	12.8
- Другие расходы	21.0	44.7	1.6
ВСЕГО:	1 279	2 720	-

ОГБУЗ «ЗГБ» (котельная «Кот_МУЗ ЗГБ»)

Котельная «Кот_МУЗ ЗГБ» находится в управлении ОГБУЗ «Зиминская городская больница». Информация об основных технических и экономических показателях представлена в *Табл. 10У-1* и *Табл. 10У-2*.

Табл. 10У-1

Технические показатели работы котельной «Кот_МУЗ ЗГБ»

Показатель	Ед. изм.	Значение	
		факт	норма или отклонение от нормы в %
Установленная мощность	Гкал/ч	0.9	-
Располагаемая мощность	Гкал/ч	0.9	-
Присоединённая нагрузка	Гкал/ч	0.1	-
Резерв располагаемой мощности	Гкал/ч	0.8	-
	%	92	-
Выработка (в соответствии с нагрузкой)	Гкал/период	2 257	норма
КПД выработки	%	85	норма
Эксплуатационный персонал	чел.	4	норма
Производительность труда	Гкал/чел/период	564	норма
Расход топлива	тнт/период	-	-
	тут/период	326	5
Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч/период	67	норма
Расход воды	т/период	5 930	норма
Удельный расход топлива	тнт/Гкал	-	-
	тут/Гкал	0.14	5
Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/Гкал	30	норма
Удельный расход воды	т/Гкал	2.6	норма

Анализ полученной информации показывает, что расход топлива всего на 5 % выше нормативного значения, что в итоге не оказывает значительного негативного влияния на работу данной системы теплоснабжения. Остальные основные технические показатели находятся в пределах нормы.

Структура годовых затрат ОГБУЗ «ЗГБ» по данной системе теплоснабжения представлена в *Табл. 10У-2*.

Основной статьёй в структуре ежегодных затрат являются затраты на электроэнергию – 89 % в общей структуре затрат, что почти на 10 % превышает верхний предел нормативных значений для электрокотельных. Себестоимость выработки тепловой энергии составляет 2 446 руб./Гкал.

Структура годовых затрат по котельной ОГБУЗ «ЗГБ»

Составляющие затрат	Котельная "Кот_МУЗ ЗГБ"		
	тыс.руб	руб/Гкал	%
- Фонд оплаты труда	201	89	3.6
- Начисления на зарплату	61	27	1.1
- Затраты на топливо <i>(вкл. доставку)</i>	-	-	-
- Затраты на электроэнергию	4 956	2 196	89.8
- Затраты на воду	100	44	1.8
- Затраты на ремонт <i>(вкл. мат. и услуги стор. орг.)</i>	16	7	0.3
- Амортизационные отчисления	9	4	0.2
- Общепроизводственные (общецеховые) расходы	-	-	-
- Общехозяйственные расходы	178	79	3.2
- Другие расходы	-	-	-
ВСЕГО:	5 520	2 446	-

ОАО «ВЧДР-3» Зиминский филиал (котельная «Кот_ВД»)

Эксплуатацию котельной вагонного депо осуществляет Зиминский филиал ОАО «ВЧДР-3». Информация о работе котельной предприятием предоставлена частично, вследствие этого некоторые показатели оценены экспертным методом.

Основные данные по работе котельной приведены в Табл. 103-1.

Табл. 103-1

Технические показатели работы котельной «Кот_ВД»

Показатель	Ед. изм.	Значение	
		факт	норма или отклонение от нормы в %
Установленная мощность	Гкал/ч	3.6	-
Располагаемая мощность	Гкал/ч	1.9	-
Присоединённая нагрузка	Гкал/ч	1.7	-
Резерв располагаемой мощности	Гкал/ч	0.2	-
	%	11	-
Выработка (в соответствии с нагрузкой)	Гкал/период	9 420	норма
КПД выработки	%	74	-1
Эксплуатационный персонал	чел.	5	норма
Производительность труда	Гкал/чел/период	1 884	норма
Расход топлива	тнт/период	2 563	2
	тут/период	1 929	
Расход электроэнергии	тыс.кВт*ч/период	1 100	норма
Расход воды	т/период	11 304	норма
Удельный расход топлива	тнт/Гкал	0.3	2
	тут/Гкал	0.20	
Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/Гкал	117	норма
Удельный расход воды	т/Гкал	1.2	норма

Анализ полученной информации показывает, что основные показатели работы теплоисточника практически соответствуют нормативным значениям.

Информация о структуре ежегодных затрат на функционирование системы теплоснабжения от данного теплоисточника эксплуатирующим предприятием не предоставлена. Себестоимость выработки тепловой энергии оценена экспертным методом и составляет 2 794 руб.

ОАО «Дорожная служба Иркутской области» (Котельная «Кот_ДРСУ»)

Котельная Кот_ДРСУ находится в управлении ОАО «Дорожная служба Иркутской области». Информация об основных показателях работы теплоисточника предоставлена службой не в полном объёме. Обобщённая информация приведена в Табл. 10И-1.

Табл. 10И-1

Технические показатели работы котельной «Кот_ДРСУ»

Показатель	Ед. изм.	Значение	
		факт	отклонение от нормы, %
Установленная мощность	Гкал/ч	2.3	-
Располагаемая мощность	Гкал/ч	2.3	-
Присоединённая нагрузка	Гкал/ч	0.5	-
Резерв располагаемой мощности	Гкал/ч	1.8	-
	%	79	-
Выработка (в соответствии с нагрузкой)	Гкал/период	1 512	норма
КПД выработки	%	47	-38
Эксплуатационный персонал	чел.	4	норма
Производительность труда	Гкал/чел/период	378	норма
Расход топлива	тнт/период	650	77
	тут/период	462	
Расход электроэнергии	тыс.кВт*ч/период	180	норма
Расход воды	т/период	900	норма
Удельный расход топлива	тнт/Гкал	0.43	77
	тут/Гкал	0.31	
Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/Гкал	119	норма
Удельный расход воды	т/Гкал	0.6	норма

Анализ полученной информации показывает следующее:

- КПД выработки тепловой энергии – ниже нормативного на 38 %;
- Расход топлива – выше нормативного на 77 %.

Информация о ежегодных затратах рассматриваемого предприятия на функционирование данной системы теплоснабжения представлена в Табл. 10И-2.

Основными статьями ежегодных затрат являются следующие статьи:

- Общехозяйственные расходы – 43.2 % в общей структуре затрат;
- Фонд оплаты труда – 27 %;
- Затраты на топливо – 12.4 %.

Себестоимость выработки тепловой энергии составляет 2 801 руб./Гкал.

Структура годовых затрат по котельной «Кот_ДРСУ»

Составляющие затрат	Значения		
	тыс.руб	руб./Гкал	%
- Фонд оплаты труда	1 145	758	27.0
- Начисления на зарплату	346	229	8.2
- Затраты на топливо <i>(вкл. доставку)</i>	523	346	12.4
- Затраты на электроэнергию	279	184	6.6
- Затраты на воду	14	9	0.3
- Затраты на ремонт <i>(вкл. мат. и услуги стор. орг.)</i>	15	10	0.3
- Амортизационные отчисления	63	42	1.5
- Общепроизводственные (общецеховые) расходы	20	13	0.5
- Общехозяйственные расходы	1 830	1 210	43.2
- Другие расходы	0.0	0.0	0.0
ВСЕГО:	4 235	2 801	-

1.11 ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Динамика утверждённых тарифов на отпуск тепловой энергии, с учётом последних 3 лет предоставлена Заказчиком и эксплуатирующими предприятиями за 2012-2013 гг., вследствие чего в данном разделе приводятся цены (тарифы) теплоснабжающих организаций за 2012-2013 гг.

Значения тарифов, действующих на момент написания данной работы, представлены в *Табл. 11А-1*.

Табл. 11А-1

Действующие тарифы на отпуск тепловой энергии

Наименование предприятия	Действующий тариф на отпуск тепловой энергии, руб./Гкал
Ново-Зиминская ТЭЦ	640.71
ОАО "ДСИО" Зиминский филиал	979.90
ООО "Энергия"	996.11
ООО "Зиматеплоэнерго"	1 132.85
ОАО "ВЧДР-3" Зиминский филиал	1 534.40
ООО "Тепловик"	2 134.45

Системы теплоснабжения восточной части г. Зима

Тарифы на отпуск тепловой энергии потребителям, подключённым к рассматриваемым системам теплоснабжения, за период 2012-2013 гг. менялся в среднем 5 раз и в итоге увеличился за 2 года в среднем на 20 %.

Ново-Зиминская ТЭЦ

Тариф на отпуск тепловой энергии от Ново-Зиминской ТЭЦ в 2013 г. составляет 640.71 руб./Гкал.

ООО «Энергия»

Значения отпускного тарифа для потребителей тепловой энергии в системах теплоснабжения от ЦТП №№1-4 и КНС приведены в *Табл. 11В-1*. За период 2012-2013 г. тариф на отпуск тепловой энергии (без НДС) увеличился на 184.69 руб./Гкал, что составляет 23 % от значения тарифа начала 2012 г.

Тарифы ООО «Энергия»

наименование тарифа	значение тарифа (без учёта НДС)	значение тарифа (с учётом НДС)	плата за подключение	плата за резервную мощность
2012 год				
01.01.2012-30.06.2012	811.42	957.48	-	-
01.07.2012-31.12.2012	910.08	1073.89	-	-
2013 год				
01.01.2013-30.06.2013	910.08	1073.89	-	-
с 01.07.2013	996.11	1175.41	-	-

Платы за подключение к системам теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности нет.

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

Системы теплоснабжения западной части г. Зима

Тарифы на отпуск тепловой энергии потребителям, подключённым к рассматриваемым системам теплоснабжения, за период 2012-2013 гг. менялся в среднем 5 раз и в итоге увеличился за 2 года в среднем на 10 %.

ООО «Зиматеплоэнерго»

Значения отпускного тарифа для потребителей тепловой энергии в системах теплоснабжения от котельных №№1-4, №№7-9, №12 и №13 приведены в Табл. 11К-1. За период 2012-2013 г. тариф на отпуск тепловой энергии (без НДС) увеличился на 85.47 руб./Гкал, что составляет 8 % от значения тарифа начала 2012г.

Тарифы ООО «Зиматеплоэнерго»

наименование тарифа	значение тарифа (без учёта НДС)	значение тарифа (с учётом НДС)	плата за подключение	плата за резервную мощность
2012 год				
01.01.2012-31.12.2012	1047.38	1235.91	-	-
2013 год				
с 01.01.2013	1132.85	1336.76	-	-

Платы за подключение к системам теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности нет.

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

ООО «Тепловик»

Значения отпускного тарифа для потребителей тепловой энергии в системе теплоснабжения от котельной «ХПП» приведены в *Табл. 11Ф-1*.

В течение 2012 г. тариф на отпуск тепловой энергии менялся 3 раза и к концу года составил:

- Для потребителей, оплачивающих производство и передачу тепловой энергии – 3 467.86 руб./Гкал – рост на 10.2 %;
- Для населения – 1 853,52 руб./Гкал – рост на 12.1 %.

В течение 2013 г. изменение тарифа на отпуск тепловой энергии происходило в 2 этапа. На конец года тариф составляет:

- Для потребителей, оплачивающих производство и передачу тепловой энергии – 3 479.86 руб./Гкал – рост на 0.3 %;
- Для населения – 2 134.45 руб./Гкал – рост на 12 %.

По сравнению с 2012 г. тариф на конец 2013 г.:

- Для потребителей, оплачивающих производство и передачу тепловой энергии – возрос на 10.6 %;
- Для населения – возрос на 29 %.

Табл. 11Ф-1

Тарифы ООО «Тепловик»

наименование тарифа	значение тарифа (без учёта НДС)	значение тарифа (с учётом НДС)	плата за подключение	плата за резервную мощность
1. Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии				
2012 год				
01.01.2012-30.06.2012	3145.77	-	-	-
01.07.2012-31.08.2012	3302.74	-	-	-
01.09.2012-31.12.2012	3467.86	-	-	-
2013 год				
01.01.2013-30.06.2013	3467.86	-	-	-
с 01.07.2013	3479.86	-	-	-
2. Население				
2012 год				
01.01.2012-30.06.2012	1653.45	-	-	-
01.07.2012-31.08.2012	1853.52	-	-	-
01.09.2012-31.12.2012	1853.52	-	-	-
2013 год				
01.01.2013-30.06.2013	1905.76	-	-	-
с 01.07.2013	2134.45	-	-	-

Платы за подключение к системам теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности нет.

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

ОГБУЗ «ЗГБ» (Кот_МУЗ ЗГБ)

Отпускной тариф для данного теплоисточника не устанавливается ввиду того, что тепловая энергия вырабатывается только для собственных нужд больницы.

ОАО «ВЧДР-3» Зиминский филиал (котельная «Кот_ВД»)

Тариф на отпуск тепловой энергии потребителям, подключённых к системе теплоснабжения от котельной вагонного депо, действует с 20.02.2013 и составляет 1 534.40 руб./Гкал (Табл. 113-1).

Табл. 113-1

Тариф на отпуск тепловой энергии ОАО «ВЧДР-3» Зиминский филиал (котельная «Кот_ВД»)

наименование тарифа	значение тарифа (без учёта НДС)	значение тарифа (с учётом НДС)	плата за подключение	плата за резервную мощность
1. Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии				
2013 год				
с 20.02.2013	1534.40	-	-	-

ОАО «Дорожная служба Иркутской области» Зиминский филиал (котельная «Кот_ДРСУ»)

Значения отпускного тарифа для потребителей тепловой энергии в системе теплоснабжения от котельной «Кот_ДРСУ» (Табл. 111-1).

В течение 2012 г. тариф на отпуск тепловой энергии претерпевал изменения в 3 этапа и к концу года составил:

- Для потребителей, оплачивающих производство и передачу тепловой энергии – 963.63 руб./Гкал (без учёта НДС) – рост на 11 %;
- Для населения – 1 137.08 руб./Гкал (с учётом НДС) – рост на 11 %.

В течение 2013 г. изменение тарифа на отпуск тепловой энергии происходило в 2 этапа. На конец года тариф составляет:

- Для потребителей, оплачивающих производство и передачу тепловой энергии – 979.90 руб./Гкал (без учёта НДС) – рост на 2 %;
- Для населения – 1 156.28 руб./Гкал (с учётом НДС) – рост на 2 %.

По сравнению с 2012 г. тариф на конец 2013 г.:

- Для потребителей, оплачивающих производство и передачу тепловой энергии – возрос на 13 %;
- Для населения – возрос на 13 %.

Табл. 11И-1

Тариф на отпуск тепловой энергии ОАО «Дорожная служба Иркутской области» Зиминский филиал (котельная «Кот ДРСУ»)

наименование тарифа	значение тарифа (без учёта НДС)	значение тарифа (с учётом НДС)	плата за подключение	плата за резервную мощность
1. Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии				
2012 год				
01.01.2012-30.06.2012	866.38	-	-	-
01.07.2012-31.08.2012	918.29	-	-	-
01.09.2012-31.12.2012	963.63	-	-	-
2013 год				
01.01.2013-30.06.2013	963.63	-	-	-
с 01.07.2013	979.90	-	-	-
2. Население				
2012 год				
01.01.2012-30.06.2012	866.38	1022.33	-	-
01.07.2012-31.08.2012	918.29	1083.58	-	-
01.09.2012-31.12.2012	963.63	1137.08	-	-
2013 год				
01.01.2013-30.06.2013	963.63	1137.08	-	-
с 01.07.2013	979.90	1156.28	-	-

Платы за подключение к системам теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности нет.

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

1.12 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ.

Восточная часть г. Зима.

КНС

На КНС давление в подающем трубопроводе магистрали (Ду500), приходящей с Ново-Зиминской ТЭЦ составляет около 9 *атм*, что превышает допустимое давление во внутренних системах отопления зданий. Для снижения этого давления (до допустимого значения около 6-6.5 *атм*), на входе в КНС установлен автоматический регулятор давления (РД) устаревшей конструкции. По информации эксплуатирующей организации необходима замена этого регулятора, по причине его «несрабатываний» в некоторых ситуациях. Например при резком изменении (скачке) давления имеется некоторое временное запаздывание в работе РД, что может сказаться на внутренних системах потребителей.

В КНС на обратном трубопроводе установлены 2 насоса (1Д500-63 и 1Д315-71) для возврата обратной воды на ТЭЦ. Для нормальной работы сети необходимо заменить (унифицировать) насосы - 1Д315-71 заменить на новый насос 1Д500-63.

По результатам выполненных гидравлических расчетов в тепловой сети от КНС имеются участки с заниженной пропускной способностью, которые необходимо перекладывать при любом варианте развития рассматриваемой системы теплоснабжения.

ЦТП-1

На ЦТП-1, также как и на КНС давление в подающем трубопроводе магистрали (Ду200), приходящей с Ново-Зиминской ТЭЦ превышает допустимое давление во внутренних системах отопления зданий. Для снижения этого давления (до допустимого значения около 6-6.5 *атм*), на входе в ЦТП-1 установлен автоматический регулятор давления (РД) устаревшей конструкции, требующий замены.

В ЦТП-1 насосы установлены на смесительной линии и используются для смешения прямой и обратной воды, а также для повышения напора обратной воды, подаваемой на ТЭЦ. Для более эффективной работы установленных насосов, необходима установка для них частотных регуляторов.

ЦТП-2

На ЦТП-2 установлены 2 насоса (1Д315-50, Д320-50), производительности и напоры каждого из них завышены (как минимум в 2 раза) относительно

расчетного расхода сетевой воды в этой системе теплоснабжения. Рекомендуется либо заменить насосы на новые с характеристиками, соответствующими расчетной тепловой нагрузке, либо установить на существующие насосы частотные регуляторы.

ЦТП-3

Тепловые сети от ЦТП-3 выполнены в основном в 4-х трубном исполнении и имеются часть участков в 2-х трубном исполнении. Имеются отдельные группы насосов на отопление и ГВС. Учитывая зависимую схему теплоснабжения от ЦТП-3, имеющихся приборов контроля и регулирования недостаточно для контроля и поддержания эффективного режима работы тепловых сетей (отопления и ГВС). Рекомендуется доустановить в ЦТП-3 приборы технического учета режимов работы сетей отопления и ГВС (отдельно для каждой сети).

По информации эксплуатирующей организации в рассматриваемой системе теплоснабжения от ЦТП-3 имеются тепловые потребители с недостаточным расходом тепловой энергии (например, Лазо-35).

ЦТП-4

Тепловые сети от ЦТП-4 выполнены в основном в 4-х трубном исполнении и имеются часть участков в 2-х трубном исполнении. Имеются отдельные группы насосов на отопление и ГВС. Также как и в ЦТП-3 имеющихся приборов контроля и регулирования недостаточно для контроля и поддержания эффективного режима работы тепловых сетей (отопления и ГВС). Рекомендуется доустановить в ЦТП-4 приборы технического учета режимов работы сетей отопления и ГВС (отдельно для каждой сети).

По информации эксплуатирующей организации имеются тепловые потребители с недостаточным расходом тепловой энергии (например, Лазо-2).

Западная часть г. Зима.

Общие проблемы, характерные для систем теплоснабжения от котельных Западной части:

- Низкий уровень оснащения котельных средствами измерений и контроля технологических параметров;
- Недостаточная автоматизация и механизация технологических процессов при выработке тепла;
- Более 50 % физически изношенного и морально устаревшего основного оборудования котельных,
- Почти 100 %-ое отсутствие водоподготовительного оборудования;
- Необходимость проведения наладки эффективной работы котлов (для поддержания их высокого КПД) и тепловых сетей;
- Низкокачественная система подготовки топлива для котельных;
- Отсутствия современных систем газоочистки на всех котельных;
- Недостаточный уровень квалификации у эксплуатирующего персонала теплоисточников;
- Наличие несанкционированного разбора горячей воды из систем отопления, сверхнормативная подпитка тепловых сетей;
- Недостаточность исполнительных (достоверных) схем тепловых сетей;
- Физический износ участков тепловых сетей (более 30 %);
- Сверхнормативные тепловые потери в сетях за счет ветхой изоляции или ее полного отсутствия.

В целом по всем рассматриваемым котельным предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность рассматриваемых систем теплоснабжения нет.

Котельная №1

В котельной установлено 12 котлов 2-х марок: КВм-1.16 и КВм-1.86. С учётом срока эксплуатации, в настоящее время, фактическая мощность каждого котла КВм-1.16 не превышает 0.5 Гкал/ч. Для котлов характерны частые поломки, свищи в конвективной части, низкая ремонтпригодность.

Несмотря на то, что котлы №№7-12 КВР-1.86 Гефест Бийского котельного завода установлены сравнительно недавно (в декабре 2008 г), в них на сегодняшний момент отмечаются частые свищи в плавниковых вставках топочной системы.

У рассматриваемых марок котлов разное гидравлическое сопротивление. Для котлов Гефест оно составляет $-1 \div 1,5$ кгс/см², для котлов КВм-1,16 эта величина достигает 3,5 кгс/см². При совместной работе котлов необходимо регулировать расходы воды через котлы, чтобы исключить вероятность перегрева поверхностей нагрева за счет недостаточного расхода воды в них.

Отсутствие водоподготовительной установки значительно снижает срок службы установленных котлов.

Кирпичная дымовая труба (высота 24 м) находится в неудовлетворительном состоянии. Стальная дымовая труба (высота 26 м) требует проведения технического диагностирования. Часть общих участков стальных газоходов имеют заниженную пропускную способность и требуют увеличения сечения. Кроме этого отсутствие индивидуальных тягодутьевых механизмов у котлов 1-го ряда, не позволяет эффективно регулировать процесс горения в каждом из котлов и приводит к перегосу угля.

В системе топливоподачи отсутствует дробилка, что приводит к тому, что в бункера котлов поступают куски угля достаточно большого размера, которые застревают в бункерах котлов, а при попадании в топку не сгорают полностью. Рекомендуется обязательная установка дробилки в рассматриваемой котельной.

Электрокотельная № 2

Ввиду того, что котельная находится в здании школы, имеется ряд предписаний Ростехнадзора о необходимости выноса оборудования электрокотельной в отдельное здание.

В максимум отопительных нагрузок, температура прямой сетевой воды не превышает 80 °С, за счет завышенного расхода сетевой воды.

Низкое фактическое значение давления в обратном сетевом трубопроводе-0.5 кгс/см², может явиться причиной завоздушивания системы отопления здания школы.

В рассматриваемой системе теплоснабжения одна из самых высоких себестоимостей тепловой энергии, за счет высокой составляющей на выработку – около 2700 руб/Гкал.

Котельная № 3

В настоящее время требуется ремонт здания котельной (заделка швов и дополнительное остекление части здания котельной).

Дымовая труба (кирпичная, Н-45 м) и наружные газоходы находятся в неудовлетворительном состоянии. Их капитальный ремонт не проводился с момента пуска котельной в эксплуатацию.

Паровой котел находится в аварийном состоянии (согласно техдиагностированию, проведенному в апреле 2007 г. ООО «Техдиэкс», г. Ангарск).

При максимуме нагрузок - 13.5 Гкал/ч в работе находятся 3 котла: паровой котёл № 2, работающий только на деаэрацию и 2 водогрейных котла по 6 Гкал/ч . При данном режиме работы отмечается дефицит располагаемой тепловой мощности в котельной (около 1.5 Гкал/ч).

Нуждается в проведении капитального ремонта бак-аккумулятор горячей воды №1.

В системе топливоподачи котельной необходим ремонт качающегося питателя №1 П-8-0 и замена ленты конвейеров (производилась в 2000 г.).

Вследствие высокого износа наклонного, криволинейного участка, а также разрушения крепежных соединений горизонтальных направляющих в канале шлакозолоудаления, требуется капитальный ремонт системы шлакозолоудаления. Последний капитальный ремонт системы ШЗУ проводился в 2003 г.

Фактический расход сетевой воды составляет $390\div 406 \text{ т/ч}$, расчётный расход около 600 т/ч . При параллельной работе 2-х насосов производительностью по 320 т/ч , циркуляция не превышает 400 т/ч , что указывает на достаточно «крутую» гидравлическую характеристику тепловой сети. Основной причиной этого является наличие завышенных сопротивлений в системе отпуска тепловой энергии и тепловой сети.

Котельная № 4

Котельная введена в эксплуатацию в 1976 г. Состояние здания котельной неудовлетворительное – капитальный ремонт не проводился с момента пуска в эксплуатацию.

Котлы, установленные в 1990 и 1991 гг. (4 котла) выработали свой ресурс и нуждаются в капитальном ремонте или их полной замене.

Дымовая труба (стальная высотой 24 м) требует проведения детального техдиагностирования.

В системе отпуска тепловой энергии необходим капитальный ремонт или замена: сетевого насоса № 1, бака-аккумулятора горячей воды (с предварительным техдиагностированием).

Ввиду непроектного решения компоновки узлов приёма топлива, необходима модернизация системы топливоподачи котельной.

В системе шлакозолоудаления необходим ремонт стен ограждения и направляющих (швеллеры № 30, 24 м) в канале ШЗУ.

В момент обследования системы теплоснабжения значение расхода подпиточной воды составляло -21 т/ч (отрицательное значение). Для

подтверждения факта перетока части сетевой воды в водопроводную сеть через теплопотребляющие установки потребителей, необходимо дополнительное приборное обследование данной системы.

Котельная № 7

Котельная введена в эксплуатацию в 1972 г. Состояние здания котельной неудовлетворительное – капитальный ремонт не проводился с момента ввода в эксплуатацию.

Котёл № 1, введён в эксплуатацию в 2003 г. и нуждается в капитальном ремонте. Установленные котлы КВД («Димакова») имеют несовершенную конструкцию и характеризуются очень низким КПД (не более 45%). При очередной замене котлов необходима установка котлов заводского изготовления.

Дымовая труба (стальная высотой 24 м) в настоящее время находится в аварийном состоянии и требует замены.

Нуждаются в проведении капитального ремонта: сетевой насос № 1, бак-аккумулятор горячей воды.

Котельная № 8

Котельная введена в эксплуатацию в 1978 г. Состояние здания котельной неудовлетворительное – капитальный ремонт не проводился с момента пуска в эксплуатацию.

Установленные котлы КВД («Димакова») имеют несовершенную конструкцию и характеризуются очень низким КПД (не более 45%). При очередной замене котлов необходима установка котлов заводского изготовления.

Нуждается в проведении капитального ремонта сетевой насос № 1.

Необходимо восстановление тепловой изоляции у бака-аккумулятора.

Котельная № 9

Котельная введена в эксплуатацию в 1978 г. Состояние здания котельной неудовлетворительное – капитальный ремонт не проводился с момента ввода её в эксплуатацию.

Котёл № 2, установленный в 1991 г. нуждается в текущем ремонте. Котлу № 3 необходим капитальный ремонт. Котел №4 не находится в эксплуатации с 2008 г., практически разобран и подлежит полной замене.

На 4 котла установлены 2 групповых дымососа ДН-9. Дымосос № 2, введённый в эксплуатацию в 1994 г., требует замены.

Требует проведения техдиагностирования дымовая стальная труба высотой 24 м.

Нуждаются в проведении капитального ремонта: один сетевой насос и бак-аккумулятор горячей воды.

Ввиду непроектного решения компоновки узлов приёма топлива, необходима модернизация системы топливоподачи котельной.

В системе шлакозолоудаления необходим ремонт стен ограждения и направляющих (швеллеры № 30, 24 м) в канале ШЗУ.

Электрокотельная № 12

Котельная расположена в помещении жилого дома № 13 «Кирзавод», введена в эксплуатацию в 1998 г. На данный момент имеется ряд предписаний Ростехнадзора о необходимости выноса оборудования электрокотельной в отдельное здание.

Отсутствует питающий кабель электродвигателя № 3 с момента монтажа электрокотельной.

В максимум отопительных нагрузок, температура прямой сетевой воды не превышает 80 °С, за счет завышенного расхода сетевой воды.

В рассматриваемой системе теплоснабжения одна из самых высоких себестоимостей тепловой энергии, за счет высокой составляющей на выработку – около 2700 руб/Гкал.

Котельная № 13

Установленные котлы КВД («Димакова») имеют несовершенную конструкцию и характеризуются очень низким КПД (не более 45%). При очередной замене котлов необходима установка котлов заводского изготовления.

Фактический расход сетевой воды в несколько раз превышает расчетное значение, что является причиной заниженного фактического температурного графика отпуска тепловой энергии.

Котельная МУЗ ЗГБ

Год ввода котельной – 1950г. Требуется проведение ремонта здания котельной.

В рассматриваемой системе теплоснабжения отмечается высокая себестоимостей тепловой энергии, за счет высокой составляющей на выработку – около 2700 руб/Гкал.

Котельная ХПП

Год ввода котельной – 1975г, требуется частичный ремонт здания.

Котлы установлены в 2007 г. Один из котлов требует проведения капитального ремонта или замены.

Котельная Вагонного депо

Одной из основных проблем рассматриваемой системы теплоснабжения является наличие в котельной дефицита располагаемой мощности, составляющей около 0.2 Гкал/ч (11%). Одним из решений данной проблемы является переключение части зданий от этой системы к системе теплоснабжения от котельной №1. Частично это уже было сделано: одно из зданий уже переключено.

2. ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

На момент написания данной работы генеральный план г. Зима был разработан (2007г.) и утвержден (2008г.) – [11]. В данной работе использовались материалы генплана, предоставленные администрацией г. Зима, уточненная информация по перспективе строительства и техусловия на подключение новых тепловых потребителей (*прил. 6.3*). По предоставленным данным в ближайшие 5 лет и на весь расчетный срок схемы теплоснабжения масштабного развития г. Зима в части строительства новых жилых и общественных зданий с централизованным теплоснабжением не предполагается.

По данным генплана все перспективные жилые дома индивидуальной застройки в существующих границах поселения будут отапливаться от индивидуальных источников тепловой энергии (печей, электробойлеров).

Перечень и тепловые характеристики перспективных потребителей тепловой энергии, которые планируется подключить к существующим системам централизованного теплоснабжения представлены в *Табл. 2.1*. Схема размещения и подключения перспективных тепловых потребителей к существующим системам теплоснабжения представлена в *прил. 2*.

Общая тепловая нагрузка перспективных тепловых потребителей, подключаемых к системам централизованного теплоснабжения, составит 2.46 Гкал/ч, в т.ч. в восточной части города – 2.04 Гкал/ч, в западной части города – 0.42 Гкал/ч. Предполагается, что все прочие перспективные тепловые потребители будут отапливаться от индивидуальных источников тепловой энергии.

Общая протяженность (в 2-х трубном исполнении) новых тепловых сетей, для подключения перспективных тепловых потребителей составит 649 м, в т.ч. по восточной части – 516 м, по западной части – 132 м. (см. *Табл.2.2*).

Перечень и характеристики перспективных потребителей тепла

Обозначение на схеме	Полное название	Улица	№	Год ввода	Q _{отоп} , Гкал/ч	Q _{вент} , Гкал/ч	Q _{гвс} , Гкал/ч	Q _{всего} , Гкал/ч
ВСЕГО:					1.24	0.30	0.92	2.46
<u>Восточная часть:</u>					0.93	0.30	0.81	2.04
<i>КНС</i>					0.46	0.06	0.09	0.62
ЖД		Краснопартизанская		2019	0.35		0.08	0.43
Кафе		Краснопартизанская	41	2014	0.04	0.06	0.00	0.11
Мебельный цех		Садовая	44б	2014	0.02		0.00	0.02
Сад/44а		Садовая	44а	2015	0.05		0.01	0.05
<i>ЦТП №1</i>					0.10	0.00	0.04	0.14
Буг/45а		Бугровая	45а	2016	0.10		0.04	0.14
<i>ЦТП №2</i>					0.00	0.00	0.00	0.01
Куй/22		Куйбышева	22	2014	0.00		0.00	0.01
<i>ЦТП №4</i>					0.36	0.23	0.69	1.28
Бассейн		Григорьева		2015	0.08	0.03	0.64	0.75
ДК	Дом культуры	Лазо	20а	2018	0.13	0.17	0.03	0.33
ФОК	Физкультурно-оздоровительный комплекс	Григорьева	12а	2015	0.15	0.03	0.02	0.20
<u>Западная часть:</u>					0.31	0.00	0.11	0.42
<i>Кот №1</i>					0.31	0.00	0.11	0.42
Кли/10		Клименко	10	2018	0.10		0.04	0.14
Кли/12		Клименко	12	2019	0.10		0.04	0.14
Кли/14		Клименко	14	2018	0.10		0.04	0.14

Перечень перспективных участков теплосетей для подключения перспективных потребителей

Начало	Конец	Тип работ	Год	Тип прокладки	Ду проект, мм	Длина, м	Теплопотери, Гкал/ч
ВСЕГО:						649	0.08
Восточная часть:						516	0.058
КНС						321	0.035
#11563	Кафе	новая	2014	непроходные	50	38.3	0.004
#11569	Сад/44а	новая	2015	непроходные	32	66.1	0.006
#11663	ЖД	новая	2019	непроходные	80	64.6	0.008
#5263	Мебельный цех	новая	2014	непроходные	70	151.9	0.017
ЦТП №1						38	0.005
#11639	Буг/45а	новая	2016	непроходные	80	37.6	0.005
ЦТП №2						5	0.000
#11555	Куй/22	новая	2014	непроходные	32	4.7	0.0004
ЦТП №4						153	0.018
#11584	ДК	новая	2018	непроходные	80	10.8	0.001
#11584	ФОК	новая	2015	непроходные	50	25.0	0.002
ТК32	#11584	новая	2015	непроходные	80	73.6	0.009
ТК34	Бассейн	новая	2015	непроходные	80	43.8	0.005
Западная часть:						132	0.024
Кот №1						132	0.024
#11649	#11655	новая	2018	надземная	80	16.5	0.003
#11649	Кли/14	новая	2018	надземная	70	93.9	0.017
#11655	Кли/10	новая	2018	надземная	70	10.9	0.002
#11655	Кли/12	новая	2019	надземная	70	11.2	0.002

С учетом данных вышепредставленной Табл.2.1 в Табл. 2.3-2.4 показаны перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и приросты потребления тепловой энергии (мощности), с разделением по видам теплоснабжения. В качестве базового уровня потребления принят 2012 г.

К 2022 году суммарная тепловая нагрузка потребителей с централизованным теплоснабжением по поселению увеличится на 2.6 Гкал/ч (4% от базового значения в 2012г., включая подключение уже построенных зданий) и составит всего 68.7 Гкал/ч. Прирост по рассматриваемым районам г. Зима:

- Восточная часть – прирост 2.18 Гкал/ч (6472 Гкал/год);
- Западная часть – прирост 0.42 Гкал/ч (1113 Гкал/год).

Основной прирост тепловых нагрузок и потребления ожидается в 2015 и 2018 гг.

Тепловая нагрузка и ее перспективный прирост, Гкал/ч

Тип теплопотребления	Год (период)							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018- 2022	2023- 2028
Восточная часть:								
Тепловая НАГРУЗКА потребителей								
Всего	43.08	43.22	43.35	44.35	44.49	44.49	45.25	45.25
- Отопление	35.07	35.17	35.24	35.51	35.62	35.62	36.09	36.09
- Вентиляция	0.00	0.00	0.06	0.12	0.12	0.12	0.30	0.30
- ГВС	8.01	8.05	8.05	8.71	8.75	8.75	8.86	8.86
ПРИРОСТ тепловой нагрузки потребителей								
Всего	0.00	0.14	0.14	1.00	0.14	0.00	0.76	0.00
- Отопление	0.00	0.10	0.07	0.28	0.10	0.00	0.48	0.00
- Вентиляция	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	0.17	0.00
- ГВС	0.00	0.04	0.00	0.66	0.04	0.00	0.11	0.00
Западная часть:								
Тепловая НАГРУЗКА потребителей								
Всего	23.07	23.07	23.07	23.07	23.07	23.07	23.49	23.49
- Отопление	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.51	19.51
- Вентиляция	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
- ГВС	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.87	3.98	3.98
ПРИРОСТ тепловой нагрузки потребителей								
Всего	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42	0.00
- Отопление	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.00
- Вентиляция	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
- ГВС	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.00

Тепловое потребление и его перспективный прирост, Гкал/год

Тип теплопотребления	Год (период)							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018- 2022	2023- 2028
Восточная часть:								
Потребление тепловой энергии								
Всего	120105	120502	120906	123935	124333	124333	126577	126577
- Отопление	95144	95428	95591	96343	96627	96627	97912	97912
- Вентиляция	0	0	227	441	441	441	1053	1053
- ГВС	24961	25074	25088	27152	27265	27265	27612	27612
ПРИРОСТ потребления тепловой энергии								
Всего	0	397	404	3029	397	0	2244	0
- Отопление	0	284	163	751	284	0	1285	0
- Вентиляция	0	0	227	214	0	0	612	0
- ГВС	0	113	15	2063	113	0	348	0
Западная часть:								
Потребление тепловой энергии								
Всего	62428	62428	62428	62428	62428	62428	63541	63541
- Отопление	51362	51362	51362	51362	51362	51362	52215	52215
- Вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0
- ГВС	11066	11066	11066	11066	11066	11066	11326	11326
ПРИРОСТ потребления тепловой энергии								
Всего	0	0	0	0	0	0	1113	0
- Отопление	0	0	0	0	0	0	853	0
- Вентиляция	0	0	0	0	0	0	0	0
- ГВС	0	0	0	0	0	0	260	0

3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

Электронная модель системы теплоснабжения поселения (далее Модель) разработана специалистами ООО «БайтЭнергоКомплекс» (г. Иркутск) на базе собственного программного обеспечения (ПО) ByteNET3. К установленной модели прилагается руководство по использованию (в электронном виде). Графическая схема теплоснабжения, представленная в *прил. 2*, а также графики, таблицы и паспорта объектов, представленные в этом отчете являются прямыми результатами, полученными с помощью Модели.

В настоящее время Модель включает в себя:

- Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения с полным топологическим описанием связности объектов;
- Паспортизацию объектов системы теплоснабжения;
- Гидравлический расчет (оценка пропускной способности участков, наладочный расчет) тепловых сетей;
- Моделирование видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;
- Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку;
- Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя;
- Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;
- Возможность получения выходных таблиц (отчетов) для построения сравнительных пьезометрических графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.

Модель установлена на ряде компьютеров в администрации поселения и эксплуатирующей организации. В течение года планируется, что все изменения в системе теплоснабжения специалисты на местах будут оперативно вносить в Модель, чтобы в последствии (как минимум через год, согласно законодательству РФ) также оперативно актуализировать текущую схему теплоснабжения и иметь возможность оценивать (корректировать) различные варианты развития системы теплоснабжения с учетом изменившихся условий.

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

Перспективные балансы тепловой мощности теплоисточников и тепловой нагрузки существующих и перспективных потребителей представлены в *Табл. 4.1.* и *Табл. 4.2.* Данные таблицы составлены в предположении, что все рассмотренные выше перспективные тепловые потребители будут подключаться к существующим системам теплоснабжения (как показано на схеме в *прил. 2*). При дальнейшем рассмотрении вариантов развития схемы теплоснабжения города предполагается, что при реализации любого из них будет выполняться условие наличия резерва тепловой мощности в каждом из теплоисточников для всего расчетного срока схемы теплоснабжения.

Из представленных таблиц следует, что резервы (дефициты) тепловых мощностей в рассматриваемых системах теплоснабжения составят:

Западная часть:

- Котельные ООО «Зиматеплоэнерго»: во всех котельных дефицитов тепловой мощности не предвидится для всего расчетного срока реализации схемы теплоснабжения. С учетом фактических сверхнормативных тепловых потерь возможен дефицит тепловой мощности в котельной №12;
- Прочие котельные: резерв от 0.14 до 1.2 $G_{\text{кал/ч}}$ для всего расчетного срока реализации схемы теплоснабжения, кроме котельной «Вагонное депо» в которой отмечается дефицит тепловой мощности 0.17 $G_{\text{кал/ч}}$;

Восточная часть:

- Подкачивающие насосные станции: резерв не менее 24.12 $G_{\text{кал/ч}}$ до 2017г., 23.35 $G_{\text{кал/ч}}$ с 2017 г. на весь оставшийся расчетный срок схемы теплоснабжения;
- «Локомотивное депо»: резерв не менее 6.8 $G_{\text{кал/ч}}$ для всего расчетного срока реализации схемы теплоснабжения;

Суммарная располагаемая тепловая мощность для подкачивающих насосных станций (76 $G_{\text{кал/ч}}$) условно принималась равной разнице между пропускной способностью магистрали ТЭЦ-г.Зима (100 $G_{\text{кал/ч}}$ при графике 140/70 $^{\circ}\text{C}$) и тепловых нагрузок потребителей (в основном производственных), подключенных к магистрали между ТЭЦ и г. Зима (24 $G_{\text{кал/ч}}$).

Перспективные балансы тепловых нагрузок и располагаемых тепловых мощностей теплоисточников Западной части г. Зима, Гкал/ч

Система теплоснабжения	Тепловые характеристики	Год (период)							
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018- 2022	2023- 2028
Западная часть:									
<u>"Вагонное депо"</u>	Расч. нагрузка	2.07	2.07	2.07	2.07	2.07	2.07	2.07	2.07
	Распол. мощность	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90
	Резерв, дефицит	-0.17	-0.17	-0.17	-0.17	-0.17	-0.17	-0.17	-0.17
<u>"ДРСУ"</u>	Расч. нагрузка	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48
	Распол. мощность	1.60	1.60	1.60	1.60	1.60	1.60	1.60	1.60
	Резерв, дефицит	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12
<u>"№1"</u>	Расч. нагрузка	8.20	8.20	8.20	8.20	8.20	8.20	8.64	8.64
	Распол. мощность	12.60	12.60	12.60	12.60	12.60	12.60	12.60	12.60
	Резерв, дефицит	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40	3.96	3.96
<u>"№2"</u>	Расч. нагрузка	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
	Распол. мощность	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48	0.48
	Резерв, дефицит	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
<u>"№3"</u>	Расч. нагрузка	13.51	13.51	13.51	13.51	13.51	13.51	13.51	13.51
	Распол. мощность	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
	Резерв, дефицит	6.49	6.49	6.49	6.49	6.49	6.49	6.49	6.49
<u>"№4"</u>	Расч. нагрузка	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95	1.95
	Распол. мощность	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
	Резерв, дефицит	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
<u>"№7"</u>	Расч. нагрузка	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
	Распол. мощность	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
	Резерв, дефицит	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
<u>"№8"</u>	Расч. нагрузка	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
	Распол. мощность	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
	Резерв, дефицит	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
<u>"№9"</u>	Расч. нагрузка	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19
	Распол. мощность	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	Резерв, дефицит	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81
<u>"№12"</u>	Расч. нагрузка	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31
	Распол. мощность	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
	Резерв, дефицит	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
<u>"№13"</u>	Расч. нагрузка	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
	Распол. мощность	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
	Резерв, дефицит	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46
<u>"МБУЗ ЗГБ"</u>	Расч. нагрузка	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
	Распол. мощность	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
	Резерв, дефицит	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
<u>"ХПП"</u>	Расч. нагрузка	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
	Распол. мощность	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
	Резерв, дефицит	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40

Перспективные балансы тепловых нагрузок и располагаемых тепловых мощностей теплоисточников Восточной части г. Зима, Гкал/ч

Система теплоснабжения	Год (период)							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2028
Восточная часть:								
<i>"Локомотивное депо"</i>								
Общая расчетная нагрузка	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90
Располагаемая мощность	17.70	17.70	17.70	17.70	17.70	17.70	17.70	17.70
Резерв (+), дефицит (-)	6.80	6.80	6.80	6.80	6.80	6.80	6.80	6.80
<i>Подкачивающие насосные станции</i>								
Общая расчетная нагрузка	50.20	50.55	50.71	51.73	51.88	51.88	52.65	52.65
Располагаемая мощность	76.0	76.00	76.00	76.00	76.00	76.00	76.00	76.00
Резерв (+), дефицит (-)	25.80	25.45	25.29	24.27	24.12	24.12	23.35	23.35

Учитывая данные представленные в таблицах, можно утверждать, что дополнительная тепловая мощность в ближайшие годы необходима только в котельной «Вагонное депо», в других рассматриваемых системах теплоснабжения дополнительной тепловой мощности не требуется. Даже с учетом вероятных ростов (отклонений) перспективных тепловых нагрузок, относительно представленных выше, тепловых мощностей котельных, к которым предполагается подключение перспективных потребителей, будет достаточно для полного обеспечения потребителей при прогнозируемом темпе прироста их тепловых нагрузок.

5. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Восточная часть г. Зима

Системы теплоснабжения от НЗ ТЭЦ

Подпитка тепловых сетей от подкачивающих насосных станций восточной части г. Зима осуществляется на Ново-Зиминской ТЭЦ. На ТЭЦ имеется система подготовки подпиточной воды для теплосетей (подкисление и декарбонизация). По предоставленной информации в существующем состоянии номинальная производительность системы ХВО для подпитки тепловых сетей составляет 830 $m^3/ч$, а резерв расхода подпиточной воды для систем теплоснабжения от ТЭЦ составляет около 280 $m^3/ч$. Суммарный расчетный расход подпиточной воды для систем теплоснабжения от подкачивающих насосных станций составляет 152 $m^3/ч$. Учитывая имеющийся резерв, можно утверждать, что существующей производительности системы ХВО достаточно для покрытия прироста расхода подпиточной воды (за счет подключения перспективных тепловых потребителей) для всего расчетного срока схемы теплоснабжения. Общий максимальный прирост расхода подпиточной воды составит: около 15 $m^3/ч$ в случае подключения только перспективных тепловых потребителей восточной части г. Зима, около 90 $m^3/ч$ в случае совместного подключения перспективных потребителей восточной части и 2-х систем теплоснабжения западной части («№1» и «№3»).

Система теплоснабжения «Локомотивное депо»

В котельной имеется система водоподготовки (Na-катионирование, деаэрация) питательной воды для паровых котлов и подпиточной воды для подпитки тепловых сетей. Существующей производительности системы подготовки подпиточной воды в котельной (25 $m^3/ч$) достаточно для обеспечения максимальных расходов подпиточной воды для теплосетей (6 $m^3/ч$) и питательной воды для паровых котлов (6 $m^3/ч$ с учетом невозврата конденсата). Общий резерв расхода подпиточной воды в котельной на перспективу составит около 13 $m^3/ч$.

Западная часть г. Зима

Системы теплоснабжения от котельных ООО «Зиматеплоэнерго»

Подпитка тепловых сетей от котельных ООО «Зиматеплоэнерго» осуществляется водопроводной водой. Подготовка подпиточной воды для тепловых сетей не производится.

Оценка перспективного изменения максимального потребления теплоносителя (относительно базовых значений 2012г.) в рассматриваемых системах теплоснабжения с учетом увеличения в перспективе подключенной тепловой нагрузки представлена в *Табл. 5.1*.

Табл. 5.1

Структура подпитки	Год (период)							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2028
Западная часть:								
Ведомственные:								
"Вагонное депо":	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
"ДРСУ":	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1
Муниципальные:								
"№1":	15.5	15.5	13.6	11.8	10.0	8.2	1.0	1.0
"№2":	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.0	0.0
"№3":	46.8	46.8	41.1	35.4	29.7	24.0	1.2	1.2
"№4":	2.3	2.3	2.1	1.8	1.6	1.3	0.2	0.2
"№7":	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4	0.3	0.0	0.0
"№8":	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.2	0.0	0.0
"№9":	2.7	2.7	2.4	2.1	1.7	1.4	0.1	0.1
"№12":	1.4	1.4	1.2	1.1	0.9	0.7	0.0	0.0
"№13":	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
"МБУЗ ЗГБ":	2.3	2.3	2.0	1.7	1.5	1.2	0.1	0.1
"ХПП":	0.5	0.5	0.4	0.4	0.3	0.2	0.0	0.0

В целом по восточной части г. Зима увеличение нормативных потерь теплоносителя в связи с подключением перспективных тепловых потребителей и строительством новых тепловых сетей будет незначительным. В соответствии с ФЗ №416 расход теплоносителя на обеспечение нужд горячего водоснабжения потребителей в зонах открытой схемы теплоснабжения к 2022 году должен снизиться до нуля, в связи с реализацией работ по переводу систем теплоснабжения на закрытую схему, это учитывалось при составлении *Табл. 5.1*.

В перспективе, за счет предполагаемой реконструкции наиболее крупных систем теплоснабжения западной части г. Зима, будет заметное перераспределение максимального потребления теплоносителя (относительно существующих значений) системах теплоснабжения западной и восточной части..

В небольших локальных системах теплоснабжения для обеспечения представленных в табл. 5.1. расходов подпиточной сетевой воды предлагается ввести в эксплуатацию установки комплексной обработки воды для подпитки тепловых сетей производительностью, соответствующей как минимум нормативным расходам воды на ГВС и утечкам. Успешный опыт эксплуатации подобных систем подготовки исходной воды уже имеется во многих подобных системах Иркутской области.

В соответствии со следующими законодательными актами:

- п. 8 ст. 40 Федерального закона от 7 декабря 2011 года N 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении»: «В случае, если горячее водоснабжение осуществляется с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), программы финансирования мероприятий по их развитию (прекращение горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) и перевод абонентов, подключенных к таким системам, на иные системы горячего водоснабжения) включаются в утверждаемые в установленном законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения порядке инвестиционные программы теплоснабжающих организаций, при использовании источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей которых осуществляется горячее водоснабжение. Затраты на финансирование данных программ учитываются в составе тарифов в сфере теплоснабжения».
- статья 29 ФЗ №190 часть 8. «С 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается»; часть 9. «С 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается."

Таким образом, в соответствии с действующим законодательством, необходимо предусмотреть перевод потребителей вышеуказанных теплоисточников на «закрытую» схему присоединения систем ГВС. В случае

реконструкции систем теплоснабжения и очередной актуализации схемы необходимо учитывать это.

В расчетах принято, что к 2022 году все потребители в зоне действия открытых систем теплоснабжения будут переведены на закрытую схему присоединения систем ГВС.

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

На основании выполненного обследования существующих систем теплоснабжения, анализа их работы и внешних условий функционирования, ниже будут представлены предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению существующих теплоисточников г. Зима. Реализация этих предложений позволяет полностью покрыть потребность в приросте тепловой нагрузки в каждой из рассматриваемых зон действия существующих источников тепловой энергии.

Основные предложения с оценкой капитальных вложений на их реализацию будут касаться следующих групп предлагаемых работ в теплоисточниках: реконструкция, модернизация и наладка оборудования в существующем теплоисточнике; установка нового оборудования; строительство нового теплоисточника; объединение систем теплоснабжения. Последнее из перечисленных групп мероприятий целесообразно рассмотреть для близко расположенных систем (особенно при пересечении их радиусов теплоснабжения) и наличия систем с относительно низкой себестоимостью тепловой энергии.

Для небольших локальных систем теплоснабжения, расположенным обособленно относительно других систем, наиболее целесообразным будет вариант повышения эффективности работы существующих теплоисточников. В этом варианте предполагается, что в существующих котельных реализуются мероприятия, позволяющие исключить (снизить) существующие технические и технологические проблемы, а также повысить эффективность работы теплоисточников.

Ниже представим основные мероприятия и соответствующие им затраты, касающиеся конкретных теплоисточников.

Восточная часть г. Зима.

Исходя из результатов обследования в существующих подкачивающих насосных станциях наиболее вероятны 2 варианта развития:

- Базовый вариант: выполнение мероприятий, позволяющих исключить (снизить) существующие технические и технологические проблемы, а также повысить эффективность работы этих теплоисточников;
- Вариант 1: перевод существующих подкачивающих насосных станций на закрытую схему с установкой в них пластинчатых теплообменников.

Базовый вариант.

КНС:

- Замена автоматического регулятора давления (РД Ду500) устаревшей конструкции на новый современной конструкции – *1 500 тыс.руб.*;
- Замена существующего насоса (1Д315-71) на обратном трубопроводе на новый насос 1Д500-63 – *260 тыс.руб.*;
- Всего по теплоисточнику – *1 760 тыс.руб.*

ЦТП-1:

- Замена автоматического регулятора давления (РД Ду200) устаревшей конструкции на новый современной конструкции - *340 тыс.руб.*;
- Установка на приводе существующих смесительных насосов устройства частотного регулирования – *360 тыс.руб.*;
- Всего по теплоисточнику - *700 тыс.руб.*

ЦТП-2:

- Замена существующих насосов на новые Д-315-50 и Д-320-50 - *225 тыс.руб.*

ЦТП-3:

- Установка теплосчётчика ТЭМ-104 для сети ГВС – *45 тыс.руб.*

ЦТП-4:

- Установка теплосчётчиков ТЭМ-104 отдельно для каждой сети: отопления и ГВС - *80 тыс.руб.*

Всего капвложений по подкачивающим насосным станциям – **2 810 тыс.руб.**

Вариант 1.

Реализация этого варианта предполагает, что каждая из рассматриваемых подкачивающих насосных станций переводится на закрытую схему с установкой пластинчатых теплообменников.

Общие затраты на реконструкцию 5-ти подкачивающих насосных станций составят не менее 41.7 млн.руб (исходя из удельной стоимости 900 тыс.руб/Гкал/ч), в т.ч:

- КНС- 12800 тыс.руб.
- ЦТП-1- 7600 тыс.руб.
- ЦТП-2- 4200 тыс.руб.
- ЦТП-3- 5300 тыс.руб.
- ЦТП-4- 11800 тыс.руб.

Западная часть г. Зима.

Общие мероприятия, рекомендуемые к реализации в котельных Западной части:

- Восстановление (установка новых) штатных средств измерений и контроля технологических параметров работы основного оборудования;
- Замена устаревшего (физически и морально) основного оборудования котельных,
- Установка водоподготовительного оборудования (как минимум установок комплексонатной обработки воды);
- Проведение режимной наладки работы котлов;
- Организация систем подготовки топлива (как минимум установка дробилок) в котельных с механизированной системой топливоподачи;
- Повышение уровня квалификации эксплуатирующего персонала котельных;
- Составление исполнительных (оперативных) схем теплоисточников;

Котельная №1:

Базовый вариант.

- Капитальный ремонт или замена 6-ти котлов - 12000 тыс.руб.(котел KBM 1,2 Гкал/ч)
- Установка системы комплексонатной обработки воды - 60 тыс.руб;
- Замена стальной дымовой трубы (Ду800, 24м) и капитальный ремонт стальных газоходов - 650 тыс.руб;
- Установка дробилки в существующей системе топливоподачи - 50 тыс.руб;
- Ремонт системы ШЗУ - 100 тыс.руб;
- Всего по теплоисточнику - 12860 тыс.руб.

Вариант 1.

Строительство ЦТП на базе существующей котельной при объединении с Ново-Зиминской ТЭЦ - 10000 *тыс.руб.*

Электрокотельная № 2:

- Закрытие электрокотельной и подключение отапливаемого от нее здания школы к системе теплоснабжения от котельной «№3». Затраты на подключение будут представлены ниже в разделе по тепловым сетям.

Котельная № 3:

Базовый вариант.

- Ремонт здания котельной (заделка швов и дополнительное остекление части здания котельной) - 250 *тыс.руб.*;
- Капитальный ремонт системы газоходов - 200 *тыс.руб.*;
- Замена парового котла КЕ-10/14 - 8000 *тыс.руб.*;
- Капитальный ремонт бака-аккумулятора горячей воды №1 - 400 *тыс.руб.*;
- Ремонт качающегося питателя №1 П-8-0 и замена ленты конвейеров - 80 *тыс.руб.*;
- Капитальный ремонт системы шлакозолоудаления - 150 *тыс.руб.*;
- Модернизация системы отпуска тепловой энергии - 300 *тыс.руб.*;
- Всего по теплоисточнику - 9380 *тыс.руб.*

Вариант 1.

Строительство ЦТП на базе существующей котельной при объединении с Ново-Зиминской ТЭЦ - 20000 *тыс.руб.*

Котельная № 4:

- Ремонт здания котельной - 200 *тыс.руб.*;
- Капитальный ремонт или замена 4-х котлов - 3000 *тыс.руб.* (КВМ-0.86 Гкал/ч);
- Капитальный ремонт или замена сетевого насоса № 1 и бака-аккумулятора горячей воды (с предварительным техдиагностированием) - 170 *тыс.руб.* (К100-80-160);
- Модернизация системы топливоподачи котельной - 200 *тыс.руб.*;
- Ремонт стен ограждения и направляющих (швеллеры № 30, 24 м) в канале ШЗУ - 40 *тыс.руб.*
- Всего по теплоисточнику - 3610 *тыс.руб.*

Котельная № 7:

- Ремонт здания котельной - 100 тыс.руб;
- Капитальный ремонт или замена котла № 1 - 300 тыс.руб (КВЕ-0.6 Гкал/ч);
- Замена дымовой трубы (Ду800, стальная, высотой 24 м) - 650 тыс.руб;
- Капитальный ремонт или замена 1-го сетевого насоса и бака-аккумулятора горячей воды - 170 тыс.руб;
- Всего по теплоисточнику - 1220 тыс.руб.

Котельная № 8:

- Ремонт здания котельной - 70 тыс.руб;
- Замена котлов КВД на котлы заводского изготовления - 600 тыс.руб (КВЕ-0.6 Гкал/ч);
- Капитальный ремонт или замена сетевого насоса № 1 - 60 тыс.руб;
- Восстановление тепловой изоляции у бака-аккумулятора - 80 тыс.руб.
- Всего по теплоисточнику - 810 тыс.руб.

Котельная № 9:

- Ремонт здания котельной - 100 тыс.руб;
- Замена поверхностей нагрева в котле №2, капитальный ремонт или замена котлов №3 и №4 - 1500 тыс.руб (2 котла КВМ-0.86 Гкал/ч);
- Замена группового дымососа №2 (ДН-9) - 250 тыс.руб;
- Капитальный ремонт или замена 1-го сетевого насоса и бака-аккумулятора горячей воды - 170 тыс.руб (К100-65-200);
- Модернизация системы топливоподачи котельной - 200 тыс.руб;
- Ремонт стен ограждения и направляющих (швеллеры № 30, 24 м) в канале ШЗУ - 40 тыс.руб.
- Всего по теплоисточнику - 2260 тыс.руб.

Электрокотельная № 12:

- Строительство новой модульной угольной котельной - 4800 тыс.руб (МКУ-В-0.8Р 0.7Гкал/ч).

Котельная № 13:

- Замена котлов КВД на котлы заводского изготовления - 600 тыс.руб (КВр-0.5);

Котельная МУЗ ЗГБ:

- Ремонт здания котельной - 70 тыс.руб;

- Выполнение ТЭО реконструкции системы теплоснабжения - 200 *тыс.руб.*

Котельная ХПП:

- Ремонт здания котельной - 60 *тыс.руб.*;
- Капитальный ремонт или замена 1-го котла - 600 *тыс.руб* (*KBE-0.7(0.6 Гкал/ч)*);
- Всего по теплоисточнику - 660 *тыс.руб.*

Котельная Вагонного депо:

- Переключение части или всех зданий от этой котельной к системе теплоснабжения от котельной №1. Затраты на переключение будут даны ниже в разделе по тепловым сетям.

Среди других теоретически возможных вариантов развития рассматриваемых теплоисточников можно отметить, строительство модульных котельных на газе. Согласно Генеральному плану, развитие сети централизованного газоснабжения в городском поселении на расчетный срок схемы теплоснабжения не предусматривается, поэтому «газовый вариант» в данной работе рассматривать нецелесообразно.

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

Результаты обследования и выполненные поверочные гидравлические расчеты тепловых сетей показали, что в существующем состоянии строительства дополнительных насосных станций и других специальных сооружений на теплосетях необязательно. При рассмотрении вариантов развития предполагается, что существующие или вновь вводимые сетевые насосы обеспечат необходимые расчетные (проектные) гидравлические режимы работы тепловых сетей в зонах действия каждой из рассматриваемых систем теплоснабжения.

Оценка предложений по новому строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки представлена в *Табл. 7.1*. Общие затраты на реализацию этих предложений составят: всего около 4.3 млн.руб, в т.ч. Восточная часть – 3.5 млн.руб, Западная часть – 0.8 млн руб.

Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов (см. *Табл. 7.2.*) принимались на основе расчетов, выполненных с использованием электронной модели системы теплоснабжения г. Зима (ПО ByteNET3), описание которой было приведено выше, а руководство по эксплуатации вошло в приложение к ПО. Общие затраты на реализацию этих предложений составят: всего около 3.86 млн.руб, в т.ч. Восточная часть – 3.3 млн.руб, Западная часть – 0.56 млн руб.

Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, оценивались на основании предоставленных данных по планируемым ремонтам теплосетей (см. *Табл. 7.3.*) и экспертно по годам ввода участков теплосетей. Общие затраты на реализацию этих предложений составят: всего по г. Зима 131.5 млн.руб (15.2 км), в т.ч. Восточная часть – около 70 млн.руб (7.7 км), Западная часть – около 62 млн руб (7.5 км).

В рамках данной работы Заказчиком информация ветхим тепловым сетям представлена частично, поэтому при очередной актуализации схемы теплоснабжения г. Зима рекомендуется уточнить эту информацию.

Предложения по реконструкции тепловых сетей при рассмотрении вариантов объединения систем теплоснабжения представлены ниже для каждого из рассматриваемых вариантов отдельно.

Результаты гидравлических расчетов указывают, что во многих рассматриваемых системах теплоснабжения фактические характеристики установленных сетевых насосов (расходы и напоры) значительно или частично не соответствуют расчетным характеристикам. Во всех рассматриваемых вариантах

развития систем обязательными условиями замены сетевых насосов будут являться: составление исполнительной схемы тепловой сети, определение ее фактической гидравлической характеристики и проведение наладки.

Табл. 7.1

Участки тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

Начало	Конец	Тип работ	Год прокладки	Тип прокладки	Ду проект, мм	Длина, м	Уд. стоим. тыс.руб/км	Затраты, тыс.руб
ВСЕГО:						649		4269
Восточная часть:						516		3484
КНС						321		2039
#11563	Кафе	новая	2014	непрох.	50	38.3	5898	226
#11569	Сад/44а	новая	2015	непрох.	32	66.1	5100	337
#11663	ЖД	новая	2019	непрох.	80	64.6	7684	496
#5263	Мебельны	новая	2014	непрох.	70	151.9	6453	980
ЦТП №1						38		289
#11639	Буг/45а	новая	2016	непрох.	80	37.6	7684	289
ЦТП №2						5		24
#11555	Куй/22	новая	2014	непрох.	32	4.7	5100	24
ЦТП №4						153		1132
#11584	ДК	новая	2018	непрох.	80	10.8	7684	83
#11584	ФОК	новая	2015	непрох.	50	25.0	5898	148
ТК32	#11584	новая	2015	непрох.	80	73.6	7684	565
ТК34	Бассейн	новая	2015	непрох.	80	43.8	7684	336
Западная часть:						132		785
Кот №1						132		785
#11649	#11655	новая	2018	непрох.	80	16.5	6142	101
#11649	Кли/14	новая	2018	непрох.	70	93.9	5890	553
#11655	Кли/10	новая	2018	непрох.	70	10.9	5890	64
#11655	Кли/12	новая	2019	непрох.	70	11.2	5890	66

Участки тепловых сетей с заниженными пропускными способностями

Начало	Конец	Ду сущ, мм	Ду проект, мм	Длина, м	Тип прокладки	Затраты, тыс.руб
Всего:				418		3856
<u>Восточная часть:</u>				345		3290
<i>КНС</i>				239		2472
TK55	TK56	25	40	22	непроходные	122
TK54	TK55	25	50	12	непроходные	71
TK67	TK75	40	50	96	непроходные	564
TK32	#11455	100	200	13	непроходные	171
TK28	TK78	200	250	50	непроходные	801
TK78	TK79	200	250	46	непроходные	742
<i>Ком ЛД</i>				13		178
#11606	#10998	100	200	13	непроходные	178
<i>ЦТП №1</i>				31		156
#7351	#7324	25	32	31	непроходные	156
<i>ЦТП №2</i>				62		484
TK3	TK5	25	40	11	непроходные	62
TK28	TK29	32	70	10	непроходные	65
TK27	TK26	70	100	41	непроходные	357
<u>Западная часть:</u>				74		566
<i>Ком №1</i>				41		261
#7070	#7300	50	70	41	непроходные	261
<i>Ком №3</i>				33		304
#230	#252	100	125	33	непроходные	304

Ветхие участки тепловых сетей систем теплоснабжения г. Зима

Система теплоснабжения	Суммарная длина всех участков, м	Суммарная длина ветхих участков, м	Затраты, тыс.руб
Восточная часть:	26022	7750	69696
Ведомственные:	1980	800	7001
Ком_ЛД	1980	800	7001
Муниципальные:	24042	6950	62695
КНС	8476	2300	19708
ЦТП №1	3052	900	8457
ЦТП №2	4258	1300	10806
ЦТП №3	2049	650	6557
ЦТП №4	6207	1800	17167
Западная часть:	20763	7480	61867
Ведомственные:	1691	950	7047
Ком_ВД	1077	600	4549
Ком_ДРСУ	615	350	2498
Муниципальные:	19072	6530	54820
Ком №1	6126	1900	16735
Ком №3	5083	2100	19493
Ком №4	3738	1100	7965
Ком №7	1361	500	3615
Ком №8	179	50	323
Ком №9	1755	500	3739
Ком №13	87	0	0
Ком_МУЗ ЗГБ	520	300	2507
Ком_ХПП	224	80	444

Представленные выше предложения по реконструкции тепловых сетей касаются базового варианта развития рассматриваемых систем теплоснабжения. Этот вариант предполагает, что каждая из рассматриваемых систем на расчетный срок схемы теплоснабжения будет функционировать также как и в существующем состоянии с реализацией вышепредставленных предложений, позволяющих исключить (снизить) существующие технические и технологические проблемы, а также повысить эффективность работы теплоисточников.

Одним из наиболее вероятных вариантов реконструкции рассматриваемых систем теплоснабжения западной части г. Зима является их укрупнение (объединение) на базе существующих или новых теплоисточников.

Наиболее вероятные варианты объединения систем теплоснабжения западной части г. Зима:

- Вариант 1. Подключение систем теплоснабжения «№3» и «№1» к тепловой магистрали Ново-Зиминской ТЭЦ.

Общая протяженность новой теплосети около 6.5 км. Ду400, Ду350, Ду300 - общая стоимость на прокладку тепловых сетей около 425 млн.руб.

- Вариант 2. Объединение систем теплоснабжения «№3» и «№1» на базе котельной «№3».

Общая протяженность новой теплосети около 2 км Ду350 - общая стоимость на прокладку тепловых сетей около 100 млн.руб.

Представленный Вариант 2 (в части работ по тепловым сетям) можно рассматривать как часть (или 1-й этап) реализации Варианта 1. Т.е. прокладываемая объединяющая системы «№1» и «№3» перемычка тепловой сети (2 км, Ду350) может быть использована в обоих рассматриваемых вариантах. В Варианте 2 по этой тепловой магистрали тепловая энергия будет подаваться от котельной «№3» до котельной «№1», а в Варианте 1 эта же тепловая магистраль будет использоваться для подачи тепла от Ново-Зиминской ТЭЦ в систему «№3». В Варианте 2 тепловой пункт, построенный в котельной «№1» может быть полностью использован и в Варианте 1.

8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

Топливный баланс составлен в соответствии с выше определенными тепловыми характеристиками систем теплоснабжения при условии обеспечения их нормативного функционирования. В *Табл. 8.1.* и *Табл. 8.2* представлены перспективные балансы годовых значений выработки тепловой энергии, покупного тепла и общего потребления топлива по рассматриваемым теплоисточникам в Базовом варианте. Для восточной части г. Зима расход топлива по подкачивающим насосным станциям показан условно.

Табл. 8.1.

Перспективные балансы выработки тепловой энергии, покупного тепла и общего расхода топлива (Базовый вариант, Восточная часть г. Зима)

Выработка и расход топлива	Год (период)							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2028
Восточная часть:								
<i>Выработка+покупное тепло, Гкал/год</i>	179478	181141	181669	184832	185258	185258	187566	187566
<i>Расход топлива, тунт/год</i>	28220	28478	28560	29051	29118	29118	29476	29476
Ведомственные:								
"Локомотивное депо"								
<i>Выработка, Гкал/год</i>	27431	27431	27431	27431	27431	27431	27431	27431
<i>Расход топлива, тунт</i>	4610	4610	4610	4610	4610	4610	4610	4610
Муниципальные:								
<i>Покупное тепло, Гкал/год</i>	152046	153710	154238	157401	157827	157827	160135	160135
<i>Расход топлива, тунт/год</i>	23610	23868	23950	24441	24507	24507	24866	24866
"КНС"								
<i>Покупное тепло, Гкал/год</i>	43449	43478	43990	44172	44172	44172	45441	45441
<i>Расход топлива, тунт/год</i>	6747	6751	6831	6859	6859	6859	7056	7056
"ЦТП_№1"								
<i>Покупное тепло, Гкал/год</i>	24827	25494	25494	25494	25919	25919	25919	25919
<i>Расход топлива, тунт/год</i>	3855	3959	3959	3959	4025	4025	4025	4025
"ЦТП_№2"								
<i>Покупное тепло, Гкал/год</i>	14339	14498	14515	14515	14515	14515	14515	14515
<i>Расход топлива, тунт/год</i>	2227	2251	2254	2254	2254	2254	2254	2254
"ЦТП_№3"								
<i>Покупное тепло, Гкал/год</i>	18355	18796	18796	18796	18796	18796	18796	18796
<i>Расход топлива, тунт/год</i>	2850	2919	2919	2919	2919	2919	2919	2919
"ЦТП_№4"								
<i>Покупное тепло, Гкал/год</i>	40052	40419	40419	43400	43400	43400	44439	44439
<i>Расход топлива, тунт/год</i>	6219	6276	6276	6739	6739	6739	6900	6900
Сеть-140/70								
<i>Покупное тепло, Гкал/год</i>	11025	11025	11025	11025	11025	11025	11025	11025
<i>Расход топлива, тунт/год</i>	1712	1712	1712	1712	1712	1712	1712	1712

Перспективные балансы выработки тепловой энергии, покупного тепла и общего расхода топлива (Базовый вариант, Западная часть г. Зима)

Выработка и расход топлива	Год (период)							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2028
Западная часть:								
Выработка, Гкал/год	85082	85082	85082	85082	85082	85082	86276	86276
Расход топлива, тут	16903	16903	16903	16903	16903	16903	17130	17130
Ведомственные:								
"Вагонное депо"								
Выработка, Гкал/год	5438	5438	5438	5438	5438	5438	5438	5438
Расход топлива, тут	1110	1110	1110	1110	1110	1110	1110	1110
"ДРСУ"								
Выработка, Гкал/год	1410	1410	1410	1410	1410	1410	1410	1410
Расход топлива, тут	268	268	268	268	268	268	268	268
Муниципальные:								
"№1"								
Выработка, Гкал/год	22007	22007	22007	22007	22007	22007	23201	23201
Расход топлива, тут	4192	4192	4192	4192	4192	4192	4419	4419
"№2"								
Выработка, Гкал/год	951	951	951	951	951	951	951	951
Расход топлива, тут	142	142	142	142	142	142	142	142
"№3"								
Выработка, Гкал/год	40275	40275	40275	40275	40275	40275	40275	40275
Расход топлива, тут	8219	8219	8219	8219	8219	8219	8219	8219
"№4"								
Выработка, Гкал/год	5651	5651	5651	5651	5651	5651	5651	5651
Расход топлива, тут	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076
"№7"								
Выработка, Гкал/год	1304	1304	1304	1304	1304	1304	1304	1304
Расход топлива, тут	287	287	287	287	287	287	287	287
"№8"								
Выработка, Гкал/год	741	741	741	741	741	741	741	741
Расход топлива, тут	163	163	163	163	163	163	163	163
"№9"								
Выработка, Гкал/год	3467	3467	3467	3467	3467	3467	3467	3467
Расход топлива, тут	660	660	660	660	660	660	660	660
"№12"								
Выработка, Гкал/год	821	821	821	821	821	821	821	821
Расход топлива, тут	122	122	122	122	122	122	122	122
"№13"								
Выработка, Гкал/год	423	423	423	423	423	423	423	423
Расход топлива, тут	93	93	93	93	93	93	93	93
"МБУЗ ЗГБ"								
Выработка, Гкал/год	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027
Расход топлива, тут	446	446	446	446	446	446	446	446
"ХПП"								
Выработка, Гкал/год	568	568	568	568	568	568	568	568
Расход топлива, тут	125	125	125	125	125	125	125	125

В базовом варианте (в таблице 2012г.) общая выработка тепловой энергии (вкл. покупное тепло) во всех системах централизованного теплоснабжения г. Зима составит 264560 *Гкал/год*: Восточная часть (в основном покупное тепло) – 179478 *Гкал/год* (68%), Западная часть – 85082 *Гкал/год* (32%). Соответственно топливо: Восточная часть – 4610 *тут*, Западная часть – 16903 *тут*.

В базовом варианте в перспективе в течение расчетного срока схемы теплоснабжения общий прирост топлива в теплоисточниках г. Зима будет небольшим и составит 1483 *тут* (3.3% от общего расхода топлива в базовом варианте), в т.ч. Восточная часть – 1256 *тут* (увеличение расхода топлива на Ново-Зиминской ТЭЦ), Западная часть – 227 *тут*. Структура перспективного топливопотребления по теплоисточникам восточной части г. Зима для всех рассматриваемых вариантов будет одинаковой.

Наиболее значительно изменится структура топливопотребления по западной части г. Зима (и в целом по городу) при реализации варианта присоединения 2-х систем теплоснабжения западной части к системе теплоснабжения от Ново-Зиминской ТЭЦ (см. Табл. 8.3). За счет этого к 2016 году доля покупной тепловой энергии в общем балансе централизованных систем теплоснабжения города Зима может составить около 82 % (282223 *Гкал/ч*). Общий расход топлива по котельным западной части города уменьшится на 68% и составит 4491 *тут*.

В перспективе заметно может измениться структура топливопотребления по виду используемого топлива в случае использования в котельных природного газа. Анализ существующей ситуации показывает, что использование природного газа в рассматриваемых системах теплоснабжения наиболее вероятно в случае близко расположенного транзитного газопровода, и что самое главное стабильной цены газа, не превышающей существующей цены угля. На момент выполнения данной работы данная информация была только в виде экспертных оценок, не подтвержденных реальными документами.

Перспективные балансы выработки тепловой энергии, покупного тепла и общего расхода топлива (Вариант объединения)

Выработка и расход топлива	Год (период)							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2028
Восточная часть:								
Покупное тепло, Гкал/год	152046	153710	154238	157401	166208	166208	168516	168516
Выработка, Гкал/год	27431	27431	27431	27431	27431	27431	27431	27431
Расход топлива, тут	4610	4610	4610	4610	4610	4610	4610	4610
Ведомственные:								
"Локомотивное депо"								
Выработка, Гкал/год	27431	27431	27431	27431	27431	27431	27431	27431
Расход топлива, тут	4610	4610	4610	4610	4610	4610	4610	4610
Муниципальные:								
"КНС"								
Покупное тепло, Гкал/год	43449	43478	43990	44172	44172	44172	45441	45441
"ЦТП_№1"								
Покупное тепло, Гкал/год	24827	25494	25494	25494	25919	25919	25919	25919
"ЦТП_№2"								
Покупное тепло, Гкал/год	14339	14498	14515	14515	14515	14515	14515	14515
"ЦТП_№3"								
Покупное тепло, Гкал/год	18355	18796	18796	18796	18796	18796	18796	18796
"ЦТП_№4"								
Покупное тепло, Гкал/год	40052	40419	40419	43400	43400	43400	44439	44439
Сеть-140/70								
Покупное тепло, Гкал/год	11025	11025	11025	11025	11025	11025	11025	11025
Новая магистраль:								
"КНС-Запад"								
Покупное тепло, Гкал/год	0	0	0	0	8381	8381	8381	8381
Западная часть:								
Покупное тепло, Гкал/год	0	0	0	0	62282	62282	63476	63476
Выработка, Гкал/год	85082	85082	85082	85082	22801	22801	22801	22801
Расход топлива, тут	14163	14163	14163	14163	4491	4491	4491	4491
Ведомственные:								
"Вагонное депо"								
Выработка, Гкал/год	5438	5438	5438	5438	5438	5438	5438	5438
Расход топлива, тут	1110	1110	1110	1110	1110	1110	1110	1110
"ДРСУ"								
Выработка, Гкал/год	1410	1410	1410	1410	1410	1410	1410	1410
Расход топлива, тут	268	268	268	268	268	268	268	268

Перспективные балансы выработки тепловой энергии, покупного тепла и общего расхода топлива (Вариант объединения)

Выработка и расход топлива	Год (период)							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2028
Муниципальные:								
"№1"								
Выработка, Гкал/год	22007	22007	22007	22007				
Покупное тепло, Гкал/год					22007	22007	23201	23201
Расход топлива, тун	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3603	3603
"№3"								
Выработка, Гкал/год	40275	40275	40275	40275				
Покупное тепло, Гкал/год					40275	40275	40275	40275
Расход топлива, тун	6254	6254	6254	6254	6254	6254	6254	6254
"№2"								
Выработка, Гкал/год	951	951	951	951	951	951	951	951
Расход топлива, тун	142	142	142	142	142	142	142	142
"№4"								
Выработка, Гкал/год	5651	5651	5651	5651	5651	5651	5651	5651
Расход топлива, тун	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076	1076
"№7"								
Выработка, Гкал/год	1304	1304	1304	1304	1304	1304	1304	1304
Расход топлива, тун	287	287	287	287	287	287	287	287
"№8"								
Выработка, Гкал/год	741	741	741	741	741	741	741	741
Расход топлива, тун	163	163	163	163	163	163	163	163
"№9"								
Выработка, Гкал/год	3467	3467	3467	3467	3467	3467	3467	3467
Расход топлива, тун	660	660	660	660	660	660	660	660
"№12"								
Выработка, Гкал/год	821	821	821	821	821	821	821	821
Расход топлива, тун	122	122	122	122	122	122	122	122
"№13"								
Выработка, Гкал/год	423	423	423	423	423	423	423	423
Расход топлива, тун	93	93	93	93	93	93	93	93
"МБУЗ ЗГБ"								
Выработка, Гкал/год	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027	2027
Расход топлива, тун	446	446	446	446	446	446	446	446
"ХП"								
Выработка, Гкал/год	568	568	568	568	568	568	568	568
Расход топлива, тун	125	125	125	125	125	125	125	125

9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

Целью разработки настоящего раздела являются оценка инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Основные предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и соответствующие им укрупненные затраты представлены выше в разделе 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и соответствующие затраты на реализацию этих предложений представлены выше в разделе 7. Оценка стоимости капитальных вложений осуществлялась по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства и на основе анализа проектов-аналогов (удельных стоимостей), в т.ч. на основании материалов Официального сайта РФ для размещения информации о размещении заказов - <http://zakupki.gov.ru>.

Общая потребность в финансировании представленных выше предложений развития и реконструкции систем теплоснабжения представлены в *Табл. 9.1* (Базовый вариант) и *Табл. 9.2* (Вариант объединения).

Базовый вариант: всего по г. Зима - 174 млн. руб,

- **Восточная часть:** 79 млн. руб., в т.ч.
 - Теплоисточники – 2.8 млн. руб;
 - Тепловые сети – 76.2 млн. руб. (в т.ч. 70 млн.руб ремонт ветхих сетей)
- **Западная часть:** 95 млн. руб., в т.ч.
 - Теплоисточники – 31.4 млн. руб;
 - Тепловые сети – 63.6 млн. руб. (в т.ч. 61.8 млн.руб ремонт ветхих сетей).

Вариант 1 (объединение систем): всего по г. Зима – 689.8 млн. руб,

- **Восточная часть:** 578.2 млн. руб., в т.ч.
 - Теплоисточники – 76.7 млн. руб;
 - Тепловые сети – 494.3 млн. руб. (в т.ч. 70 млн.руб ремонт ветхих сетей)

- **Западная часть:** 111.6 млн. руб., в т.ч.
 - Теплоисточники – 44 млн. руб;
 - Тепловые сети – 67.6 млн. руб. (в т.ч. 61.8 млн.руб ремонт ветхих сетей)

Из общего объема затрат по г. Зима, затраты на реализацию варианта присоединения 2-х систем теплоснабжения западной части к сетям Ново-Зиминской ТЭЦ составят около 532 млн.руб, в т.ч.: проект реконструкции – 20 млн.руб, тепловая магистраль от КНС до теплоисточников западной части (вкл. надземный переход через железную дорогу) – 425 млн.руб, реконструкция КНС в восточной части – 15 млн.руб, организация ЦТП в западной и восточной частях – 72 млн.руб.

При принятии решения о реализации Варианта 1 рекомендуется в первую очередь объединить системы теплоснабжения «№1» и «№3».

Основное влияние на представленные результаты может оказать значительное изменение прогноза стоимостей ресурсов (угля, электроэнергии, газа и др.), удельных стоимостей работ и степень достоверности представленной исходной информации по рассматриваемым системам теплоснабжения.

Инвестиции по рассматриваемым системам теплоснабжения при реализации Базового варианта.

Система теплоснабжения	Тепло- источники	Тепловые сети			
		Ветхие сети	Персп. участки	Заниж. проп. способ.	Всего
Восточная часть:	2810	69696	3484	3290	76470
<i>Ведомственные:</i>	<i>0</i>	<i>7001</i>	<i>0</i>	<i>178</i>	<i>7179</i>
Кот_ЛД		7001		178	7179
<i>Муниципальные:</i>	<i>2810</i>	<i>62695</i>	<i>3484</i>	<i>3112</i>	<i>69291</i>
КНС	1760	19708	2039	2472	24219
ЦТП_№1	700	8457	289	156	8902
ЦТП_№2	225	10806	24	484	11314
ЦТП_№3	45	6557	1132		7689
ЦТП_№4	80	17167			17167
Западная часть:	31400	61867	785	565	63217
<i>Ведомственные:</i>	<i>0</i>	<i>7047</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>7047</i>
Кот_ВД		4549			4549
Кот_ДРСУ		2498			2498
<i>Муниципальные:</i>	<i>31400</i>	<i>54820</i>	<i>785</i>	<i>565</i>	<i>56170</i>
Кот_№1	12860	16735	785	261	17781
Кот_№2		0			0
Кот_№3	9380	19493		304	19797
Кот_№4	3610	7965			7965
Кот_№7	1220	3615			3615
Кот_№8	810	323			323
Кот_№9	2260	3739			3739
Кот_№12		0			0
Кот_№13	600	0			0
Кот_МУЗ ЗГБ		2507			2507
Кот_ХПП	660	444			444

Инвестиции по рассматриваемым системам теплоснабжения при реализации Варианта 1 (объединение систем).

Система теплоснабжения	Тепло-источники	Тепловые сети				ВСЕГО
		Ветхие сети	Персп. участки	Заниж. проп. способ.	Всего	
Восточная часть:	76700	69696	428484	3290	501470	578170
<i>Ведомственные:</i>	<i>0</i>	<i>7001</i>	<i>0</i>	<i>178</i>	<i>7179</i>	<i>7179</i>
Кот_ЛД		7001		178	7179	7179
<i>Муниципальные:</i>	<i>76700</i>	<i>62695</i>	<i>428484</i>	<i>3112</i>	<i>494291</i>	<i>570991</i>
КНС	12800	19708	2039	2472	24219	37019
ЦТП_№1	7600	8457	289	156	8902	16502
ЦТП_№2	4200	10806	24	484	11314	15514
ЦТП_№3	5300	6557	1132		7689	12989
ЦТП_№4	11800	17167			17167	28967
Новая магистраль	35000		425000		425000	460000
Западная часть:	43960	61867	5285	565	67717	111677
<i>Ведомственные:</i>	<i>0</i>	<i>7047</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>7047</i>	<i>7047</i>
Кот_ВД		4549			4549	4549
Кот_ДРСУ		2498			2498	2498
<i>Муниципальные:</i>	<i>43960</i>	<i>54820</i>	<i>5285</i>	<i>565</i>	<i>60670</i>	<i>104630</i>
Кот_№1	10000	16735	785	261	17781	27781
Кот_№2		0	4500		4500	4500
Кот_№3	20000	19493		304	19797	39797
Кот_№4	3610	7965			7965	11575
Кот_№7	1220	3615			3615	4835
Кот_№8	810	323			323	1133
Кот_№9	2260	3739			3739	5999
Кот_№12	4800	0			0	4800
Кот_№13	600	0			0	600
Кот_МУЗ ЗГБ		2507			2507	2507
Кот_ХПП	660	444			444	1104

10. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Решение об установлении организации в качестве единой теплоснабжающей организации (ЕТО) в той или иной зоне деятельности принимает, в соответствии с ч. 6 ст. 6 Федерального закона №190 «О теплоснабжении», орган местного самоуправления городского поселения.

Обязанности ЕТО определены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (п. 12 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных указанным постановлением).

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

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

Наиболее полно этим критериям соответствовали на момент составления схемы теплоснабжения существующие организации:

- Восточная часть: филиал Иркутскэнерго «Ново-Зиминская» ТЭЦ,
- Западная часть: ООО «Зиматеплоэнерго».

Определение (переопределение) статуса ЕТО для проектируемых зон действия перспективных источников тепловой энергии должно быть выполнено в ходе актуализации схемы теплоснабжения и после принятия решения по выполнению выше рассматриваемых вариантов реконструкции.

11. БЕСХОЗЯЙНЫЕ ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

На момент выполнения данной работы бесхозяйных тепловых сетей в рассматриваемых системах теплоснабжения не выявлено.

В качестве организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей в зонах действия теплоисточника, теплоснабжение потребителей в которых в настоящее время осуществляется через тепловые сети, эксплуатируемые предприятиями, имеющими на балансе источник тепловой энергии для соответствующей зоны, предлагается определить соответствующее предприятие.

12. ЛИТЕРАТУРА, ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»
2. Постановление Правительства № 154 от 22 февраля 2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
3. СП131.13330.2012. Строительная климатология – актуализированная версия СНиП 23-01-99*: Введ. 01.01.2013 (Приказ министерства регионального развития РФ от 30 июня 2012 г. № 275) – М.: Аналитик, 2012. – 117 с.
4. СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование. Введ. 01.01.2004 (Постановление Госстроя России от 26 июня 2003 г. № 115) – М.: Госстрой России, 2004.
5. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети. Введ. 01.09.2003 (Постановление Госстроя России от 24 июня 2003 г. № 110) – М.: Госстрой России, 2003.
6. РД-10-ВЭП. Методические основы разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов Российской Федерации. Введ. 22.05.2006 – М., 2006 г.
7. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения, утверждённые приказом Минэнерго России и Минрегиона России № 565/667 от 29 декабря 2012 г.
8. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения/Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 76 с.
9. Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии. Приказ Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 325
10. Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации, утверждённые постановлением Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808.

11. Генеральный план г. Зимы / ОАО «Иркутскгражданпроект». – Иркутск: 2007 г. (утверждён решением Думы городского округа Зиминского городского муниципального образования № 480 от 26 июня 2008 г.).

13. ПРИЛОЖЕНИЯ

(вынесены в книгу «Приложения в Схеме теплоснабжения Зиминского городского муниципального образования с перспективой до 2028 г.»)

1. Техническое задание.

2. Графическая схема теплоснабжения г. Зима.

3. Характеристики оборудования теплоисточников.

Прил. 3.1 Топливные котлы

Прил. 3.2 Электрические котлы

Прил. 3.3 Теплообменники

Прил. 3.4 Насосы

Прил. 3.5 Вентиляторы, дымососы

Прил. 3.6 Емкости, баки

Прил. 3.7 Дымовые трубы

4. Характеристики тепловых сетей.

Прил. 4.1 Гидравлический расчет тепловых сетей

Прил. 4.2 Участки с заниженной пропускной способностью

5. Характеристики тепловых потребителей.

Прил. 5.1 Исходные характеристики жилых зданий

Прил. 5.2 Исходные характеристики нежилых зданий

Прил. 5.3 Расчетные тепловые характеристики зданий

Прил. 5.4 Сводные тепловые нагрузки Ново-Зиминской ТЭЦ

6. Предоставленная исходная информация.

Прил. 6.1 Паспорта систем теплоснабжения

Прил. 6.2 Тепловые схемы теплоисточников

Прил. 6.3 Техусловия на подключение